SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2015 3
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO 3
A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO 5
AMBIENTE REGULATÓRIO 7
DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS 10
PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO 19
GOVERNANÇA CORPORATIVA 19
RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES 20
INVESTIMENTOS 21
AUDITORIA E GERENCIAMENTO DE RISCOS 23
GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO 24
RESPONSABILIDADE SOCIAL 25
CONSIDERAÇÕES FINAIS 30
BALANÇO SOCIAL DA CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO 31
A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM NÚMEROS 33
COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS E DA DIRETORIA 34

BALANÇOS PATRIMONIAIS 35
DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS 37
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES 38
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO 39
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA 40
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO 42

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 43
1. CONTEXTO OPERACIONAL 43
2. BASE DE PREPARAÇÃO 46
3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES 64
4. SEGMENTOS OPERACIONAIS 73
5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA 75
6. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS 76
7. CONSUMIDORES E REVENDEDORES 77
8. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS 77
9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR 78
10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL 78
11. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS 80
12. ATIVOS FINANCEIROS DA CONCESSÃO 81
13. INVESTIMENTOS 83
14. IMOBILIZADO 99
15. INTANGÍVEIS 102
16. FORNECEDORES 103
17. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES 104
18. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES 105
19. ENCARGOS REGULATÓRIOS 108
20. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO 109
21. PROVISÕES 113
22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS 120
23. RECEITA 123
24. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS 125
25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS 127
26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS 127
27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS 131
28. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO 137
29. SEGUROS 139
30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS 140

31. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA 140
32. EVENTOS SUBSEQUENTES 141

PARECER DO CONSELHO FISCAL.....150
DECLARAÇÃO DE REVISÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PELOS DIRETORES 151
DECLARAÇÃO DE REVISÃO, PELOS DIRETORES, DO RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS.....152

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2015

A Cemig Geração e Transmissão ("Companhia" ou "Cemig GT") submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração em conjunto com as Demonstrações Financeiras, o parecer do Conselho Fiscal, o relatório dos Auditores Independentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, as declarações dos diretores que revisaram as Demonstrações Financeiras e o respectivo relatório dos auditores independentes.

REAPRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

A Administração da Companhia informa que, em decorrência das conclusões e resultados identificados pela investigação independente, contratada pela Eletrobrás em empreendimentos que possui participação, avaliou os efeitos finalmente apurados e concluiu que, os efeitos de exercícios anteriores imputados nas demonstrações financeiras da Norte Energia S.A., investimento em que a Cemig GT possui participação minoritária, fossem refletidos nas demonstrações financeiras da Cemig GT. Desta forma, após as considerações sobre os aspectos quantitativos e qualitativos, as demonstrações financeiras da Companhia, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, estão sendo reapresentadas.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2015 foi de grandes desafios para a Companhia.

Apesar de todas as dificuldades no ambiente macroeconômico, que também se refletiram no setor de energia, tivemos conquistas em 2015 que nos permitem um olhar otimista em relação ao futuro da Companhia.

Nosso lucro líquido foi de R$2.316 milhões, 10,87% acima do verificado no ano anterior, o que se mostra ainda mais significativo em um período onde as empresas brasileiras vêm apresentando redução em suas margens de lucro e muitas delas tem divulgado inclusive prejuízos.

Em dezembro de 2015, vencemos o lote D do leilão de usinas de geração de energia promovido pelo Ministério das Minas e Energia, o que permitirá a Cemig continuar a operar pelos próximos 30 anos as 13 usinas que tiveram os contratos de concessão vencidos em 2015, em que destacamos as usinas de Três Marias, Salto Grande, Itutinga e Camargos, adicionando-se mais 5 usinas de pequeno porte que não eram antes operadas pela Companhia.

Deve-se destacar que a operação dessas usinas traz uma potência instalada no nosso portfólio de geração de 700 MW, com receitas adicionais anuais de aproximadamente R$500 milhões.

No que se refere ao nosso endividamento, fomos conservadores na gestão da nossa dívida, que somente apresentou um crescimento em 2015 em função dos recursos captados no 4º trimestre do ano para cobrir o pagamento da outorga referente ao leilão de geração vencido pela Companhia. Vale destacar que neste caso o serviço da dívida é compensado parcialmente já no primeiro ano pela geração de caixa dos empreendimentos.

Temos um montante de dívida relevante com vencimento para 2016, mas que já está sendo objeto de negociação com as instituições financeiras e com perspectivas muito positivas de rolagem, com novos prazos de vencimento no longo prazo, criando mais liquidez para a Companhia e menor pressão no seu caixa.

Adicionalmente, apesar de todos os desafios enfrentados no ano, deve ser destacado que investimos em 2015 quase R$400 milhões, destacando-se as aplicações relacionadas as usinas de Santo Antônio e Belo Monte, na região da Amazônia, onde temos participação.

Em momentos de incerteza, a questão da sustentabilidade ganha ainda mais destaque. Reafirmamos o nosso compromisso com os princípios de sustentabilidade e responsabilidade social, o que se manifesta na presença da Cemig, controladora da Cemig GT, no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, em que estamos presentes desde 1999, e também presença constante em vários indicadores de sustentabilidade nacionais e internacionais que representam o reconhecimento externo de nosso compromisso e ações relacionados à sustentabilidade.

No próximo ano, sabemos que os desafios continuarão presentes. Apesar de podermos prever um cenário de baixa demanda de energia elétrica, com redução nos preços de venda da energia, estamos preparados para lidar com esse momento de incerteza e instabilidade, com a convicção de que nossas ações garantirão a sustentabilidade das nossas operações e o retorno adequado do investimento e confiança depositado pelos nossos acionistas.

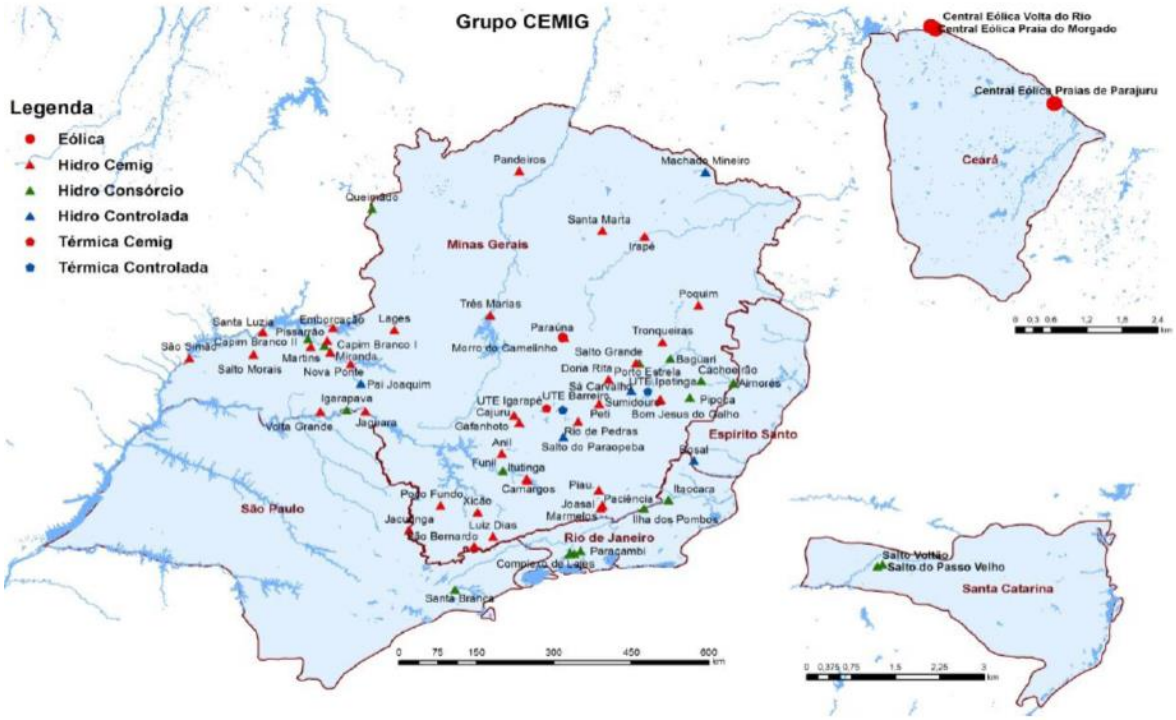
Temos confiança no futuro, e contamos com o apoio dos nossos colaboradores e demais partes interessadas para que a Cemig continue a ser reconhecida como a melhor energia do Brasil.

A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Desde a sua criação, a Cemig Geração e Transmissão sempre demonstrou vocação para a geração de energia elétrica através de hidrelétricas. Com grandes obras e imensos desafios, a Companhia marcou a história dos grandes empreendimentos pela sua engenharia e porte das usinas que construiu. Minas Gerais contribui para essa vocação com seu vasto potencial hidráulico natural e também o seu potencial eólico, mapeado pela Cemig através do lançamento do Atlas Eólico de Minas Gerais.

A Cemig Geração e Transmissão possui, em operação, 61 usinas, sendo 56 hidrelétricas, 1 termelétrica, 1 solar e 3 eólicas, com capacidade instalada de 7.146 MW.

O mapa a seguir mostra a localização das usinas de geração de energia elétrica em operação da Cemig Geração e Transmissão, incluindo as controladas em conjunto.

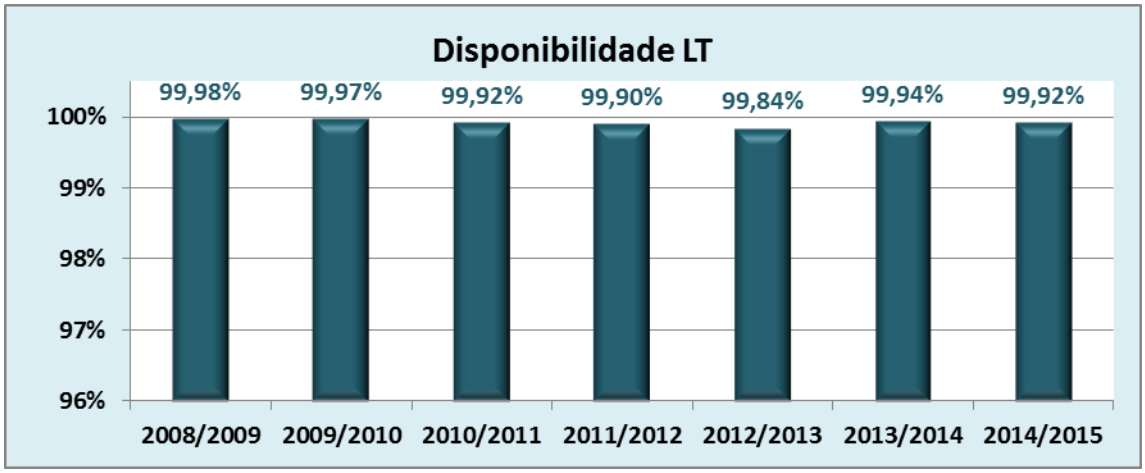


Transmissão

Em 2015, a Cemig GT operava e mantinha 36 subestações e 4.927 km de linhas de transmissão, nas tensões de 230, 345 e 500 kV, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em 2015, entraram em operação comercial importantes obras para o Sistema Interligado Nacional que acrescentaram na Receita Anual Permitida da Companhia o montante aproximado de R$23 milhões.

A disponibilidade das linhas de transmissão da Cemig GT continua elevada, conforme gráfico abaixo:



Nossa missão, visão e valores

Missão

Atuar no setor de energia com rentabilidade, qualidade e responsabilidade social.

Visão do Grupo Cemig

Consolidar-se, nesta década, como o maior grupo do setor elétrico nacional em valor de mercado, com presença em gás, líder mundial em sustentabilidade, admirado pelo cliente e reconhecido pela solidez e performance.

Valores

Integridade, ética, riqueza, responsabilidade social, entusiasmo no trabalho e espírito empreendedor.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Geração de energia elétrica

Em 2015, ocorreu o vencimento do segundo termo das concessões de 13 usinas da Cemig GT, entre as quais destacamos as usinas de Três Marias, Sato Grande, Itutinga e Camargos.

Essas usinas, em conjunto com mais 5 usinas de menor capacidade, operadas por outro agente até 2015 e que tiveram os seus contratos de concessão também expirados foram objeto de leilão pelo Ministério das Minas e Energia em dezembro de 2015, através do lote D, sendo que a Cemig GT foi a vencedora. As principais condições do leilão foram:

- Número de empreendimentos: 18 (dezoito);
- Potência instalada total: 699,57 MW;
- Porcentagem da garantia física destinada ao ACR (Ambiente de Contratação Regulada): 100%, de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2016; e 70%, a partir de 1º de janeiro de 2017;
- A assinatura dos respectivos contratos de concessão se deu mediante o pagamento da Bonificação pela Outorga (BO), no valor de R$2.216 milhões, da seguinte forma: 1ª parcela (65%) em janeiro de 2016 e a 2ª parcela (35%) a ser paga em até 180 dias, contados da data de assinatura do contrato, atualizados pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC desde a data de pagamento da 1ª Parcela;
- Preço Global pela prestação do serviço de geração nas usinas integrantes do Lote D: R$498,7 milhões por ano, composto das parcelas Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO), correspondente a um deságio de 1% em relação ao preço-teto do certame.

Usinas de Jaguara, São Simão e Miranda

Para as concessões das usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, cujas concessões tem o seu prazo de vencimento do 1º termo, não considerando o período de renovação previsto contratualmente, em agosto de 2013, janeiro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente, a Companhia entende que tem direito a prorrogação das concessões nas condições anteriores a Lei 12.783/13 (MP 579), conforme cláusulas estabelecidas nos contratos de concessão e no art. 19 da Lei nº 9.074/1995. Mais detalhes sobre essa questão estão apresentados na Nota Explicativa nº 3 das Demonstrações Financeiras.

Conjuntura Hidrológica Brasileira

Apesar da melhoria no volume de água armazenada nos reservatórios ao final de 2015, a capacidade de geração hídrica do país foi fortemente afetada no início do ano.

Esta restrição hídrica induziu ao despacho do parque termelétrico nacional, enquanto os geradores hidrelétricos geraram uma quantidade de energia inferior a de seus compromissos contratuais, medida através do GSF (Generation Scaling Factor), fazendo com que as geradoras adquirissem no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE o déficit resultante, aos elevados Preços de Liquidação de Diferenças – PLD's na conjuntura.

A discussão sobre a exposição dos geradores hidráulicos ao mercado de curto prazo, em função do cálculo do GSF foi crescente em 2015, sendo que os geradores defendiam que a parcela de exposição que deveria ser por eles suportada deveria corresponder às variações da disponibilidade hidráulica. Visando garantir seus interesses econômicos, diversos agentes impetraram liminares na esfera judicial.

De forma a resolver a questão, o Ministério das Minas e Energia, por meio da Medida Provisória nº 688, convertida na Lei nº 13.203/2015, definiu os critérios e condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE, tendo sido dispostas tanto as condições para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Após os estudos realizados, a Companhia decidiu pela adesão apenas no ACR, para as usinas de Queimado e Irapé, o que implicou em um registro de ativo regulatório no exercício de 2015 no valor de R$63 milhões.

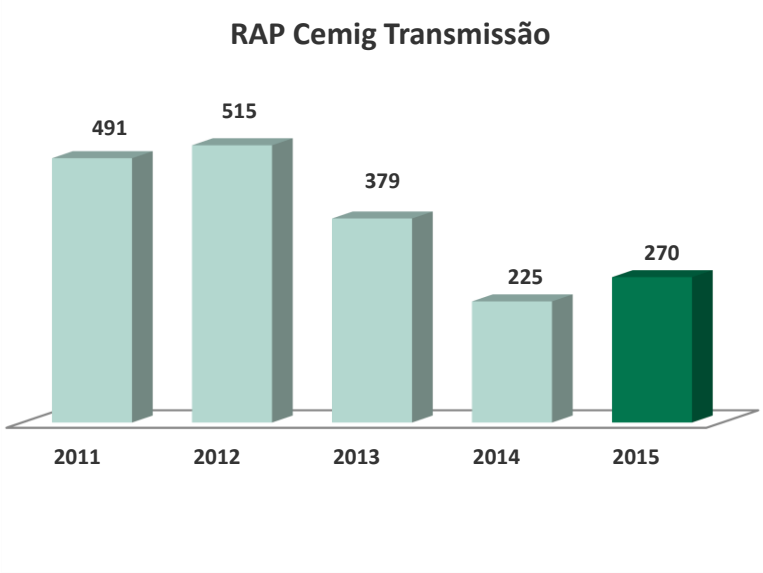
Transmissão de energia elétrica

A receita de Transmissão da Cemig GT é constituída pela soma das receitas de todos os ativos da transmissão. Assim, os Contratos de Concessão estabeleceram as Receitas Anuais Permitidas (RAPs) dos ativos do sistema existente A partir de então, todos os reforços e adequações que são implementados por meio de autorização específica da ANEEL constituem uma nova parcela de RAP.

Por atuar em um mercado regulado, a receita dos ativos de transmissão da Cemig GT é estabelecida pela ANEEL, sendo atualizada através de revisão periódica, revisão extraordinária ou reajustes anuais. Semelhante ao que ocorre na Distribuidora, a empresa atua junto ao órgão regulador buscando o reconhecimento dos custos da transmissora tanto nos processos de revisão e reajuste, quanto nos processos de homologação das RAPs de novos ativos.

Em consequência da adesão aos termos da Lei 12.783/13 (MP 579), a Companhia teve renovado o seu contrato de concessão pelo prazo de 30 anos.

Também como consequência da renovação da concessão, a Companhia tem direito a indenização dos ativos de transmissão formados até 31 de dezembro de 2012, sendo que o valor a receber registrado corresponde a R$1.054 milhões, estando ainda pendente de definição pelo Ministério das Minas e Energia dos critérios de pagamento do valor.



DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS

(As informações operacionais não foram objeto de exame por parte dos auditores independentes)

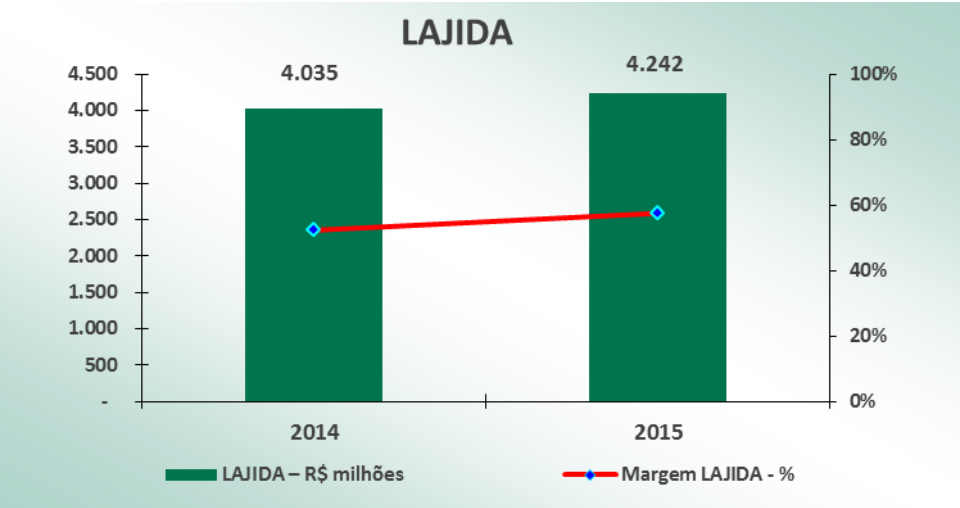
Resultado do Exercício

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, no exercício de 2015, um lucro líquido de R$2.316 milhões em comparação ao lucro líquido de R$ R$2.089 milhões no exercício de 2014, um crescimento de 10,87%.

Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização - LAJIDA

O LAJIDA da Companhia apresentou crescimento de 5,13% em 2015 na comparação com 2014, conforme segue:

LAJIDA - R$ milhões	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014	Var %
Resultado do Período	2.316	2.089	10,87
+ Despesa de IR e Contribuição Social Correntes e Diferidos	888	1.115	(20,36)
+ Resultado Financeiro Líquido	785	534	47,00
+ Amortização e Depreciação	253	297	(14,81)
= LAJIDA	**4.242**	**4.035**	**5,13**



LAJIDA é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas Demonstrações Financeiras, observando as disposições do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP n° 01/2007 e da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, consistindo no lucro líquido, ajustado pelos efeitos do resultado financeiro líquido, da depreciação e amortização e do imposto de renda e contribuição social. O LAJIDA não é uma medida reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou pelas IFRS, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. A Emissora divulga LAJIDA porque o utiliza para medir o seu desempenho. O LAJIDA não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida.

O crescimento do LAJIDA em 2015, em comparação com 2014 deve-se, principalmente, ao crescimento de 10,87% do resultado líquido do exercício que foi impactado pelo resultado de valor justo em reorganização societária cujo efeito foi parcialmente compensado pelo aumento de 15,22% nos custos e despesas operacionais. A margem do LAJIDA passou de 52,30% para 57,50%.

Receita Operacional

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

	2015 R$ milhões	2014 R$ milhões	Variação %
Fornecimento bruto de energia elétrica – com impostos	5.916	5.619	5,29
Receita de Transmissão – com impostos	339	629	(46,10)
Receita de Construção	146	80	82,50
Transações com energia na CCEE	2.355	2.281	3,24
Receita de Indenização de Transmissão	101	420	(75,95)
Outras receitas operacionais	26	26	-
Impostos incidentes sobre as receitas	(1.506)	(1.340)	12,39
Receita Operacional Líquida	**7.377**	**7.715**	**(4,38)**

Fornecimento Bruto de Energia Elétrica

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	MWh		R$ milhões		Preço Médio – R$/MWh	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Industrial	18.465.652	21.026.305	3.630	3.229	196,58	153,57
Comercial	366.787	323.367	90	74	245,37	228,84
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	-	(3)	91	-	-
	18.832.439	**21.349.672**	**3.717**	**3.394**		
Suprimento a Outras Concessionárias (*)	11.133.516	14.173.916	2.350	2.167	211,07	152,89
Suprimento Não Faturado Líquido	-	-	(151)	58	-	-
	29.965.955	**35.523.588**	**5.916**	**5.619**	**-**	**-**

(*) Inclui Contrato de vendas no ACR às distribuidoras, vendas no ACL às comercializadoras e geradoras e contratos bilaterais com outros agentes.

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica foi de R$5.916 milhões em 2015 em comparação a R$5.619 milhões em 2014, representando uma crescimento de 5,29% decorrente, principalmente, do aumento no preço médio/MWh faturado compensado, parcialmente, pela redução de 15,64% na quantidade de energia comercializada.

Receita de Transmissão

A Receita de Transmissão, representada pela Receita Anual Permitida – RAP, foi de R$339 milhões em 2015 comparado a R$629 milhões em 2014, representando redução de 46,10%.

Em 2014 o valor total da receita de transmissão contemplava o valor de R$331 referente à receita do sistema de conexão. Em 2015, em função de alteração regulatória, este valor passou a ser reconhecido como parte do fornecimento bruto de energia.

O valor da RAP em 2015, R$339 milhões, livre da receita de conexão, teve crescimento de 13,76% em comparação a 2014, no valor de R$298 milhões, devido à atualização pela inflação e a novos investimentos no período, o que gera um incremento na receita.

Receita de Indenização da Transmissão

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, no exercício de 2015, uma Receita de Indenização de R$101 milhões em comparação a R$420 milhões em 2014. Esta variação decorre, principalmente, do reconhecimento, em 2014, da receita de R$357 milhões em virtude da indenização prevista para os ativos de transmissão, considerando a adesão a Lei 12.973/13. Mais informações vide Nota Explicativa nº 12.

Receita de Construção

A receita de construção e infraestrutura de transmissão foi de R$146 milhões em 2015 comparadas a R$80 milhões em 2014, apresentando aumento de 82,50%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia, no período, em ativos da concessão.

Impostos e encargos incidentes sobre a receita

Os impostos e encargos incidentes sobre a receita foram de R$1.506 milhões em 2015 comparados a R$1.340 milhões em 2014, registrando um crescimento de 12,39%. Os impostos e encargos com impactos mais relevantes referem-se, principalmente, a impostos calculados com base em percentual do faturamento, como ICMS e PASEP/COFINS. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, das variações ocorridas na Receita.

Custos e despesas operacionais (excluindo resultado financeiro)

Os custos e despesas operacionais (excluindo resultado financeiro) foram de R$4.134milhões em 2015 em comparação com R$3.588 milhões em 2014, representando um aumento de 15,22%.

Vide mais informações sobre a composição dos custos e despesas operacionais na Nota Explicativa nº 24 das Demonstrações Financeiras.

As principais variações nos custos e despesas operacionais estão descritas a seguir:

Energia Elétrica Comprada para Revenda

A despesa com energia elétrica comprada para revenda foi de R$2.601 milhões em 2015 comparados a R$1.692 milhões em 2014, representando um aumento de 53,72%. Esta variação decorre, principalmente, do aumento de 48,10% no volume de energia comprada em 2015 (15.273.685 MWh) comparado com 2014 (10.313.226 MWh), em função da redução da capacidade de geração, tendo em vista o término da concessão de algumas usinas.

Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia

As despesas com Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia foram de R$84 milhões em 2015 comparados a R$282 milhões em 2014, redução de 70,21%. Este resultado decorre, principalmente, da menor aquisição de óleo combustível em 2015 para utilização nas operações da Usina Termelétrica de Igarapé, tendo em vista a interrupção das atividades da usina em 2015 para manutenção e instalação de novos equipamentos.

Provisões Operacionais

As provisões foram de R$106 milhões em 2015 comparados a R$84 milhões em 2014, crescimento de 26,19%. Os principais eventos que impactaram o resultado estão descritos abaixo:

- Constituição de provisão para perda nas opções de venda da SAESA – Santo Antônio Energia S/A no valor de R$119 milhões em 2015 comparados a R$29 milhões em 2014;
- Constituição, em 2014, de provisão no valor de R$31 milhões para contingências trabalhistas em função de discussão judicial relacionada ao Acordo Coletivo da Companhia.

Vide mais informações sobre a composição das provisões na Nota Explicativa nº 21 das Demonstrações Financeiras.

Custo de Construção

O custo de construção apresentou crescimento de 82,50%, R$146 milhões em 2015 na comparação com R$80 milhões em 2014. Este custo é integralmente compensado pela receita de construção, não tendo efeito sobre o resultado apurado.

Compensação Financeira pela Utilização de Resursos Hídricos - CFURH

O valor apurado para a CFURH foi de R$99 milhões em 2015 comparado a R$123 milhões em 2014. A partir de 2015, em atendimento às determinações do novo Manual de Contabilidade do Seto Elétrico - MCSE, em vigor à partir de 01 de janeiro de 2015, o valor referente à CFURH passou a ser reconhecido como dedução da receita.

Pessoal

A despesa com Pessoal foi de R$335 milhões em 2015 comparada a R$304 milhões em 2014, representando um aumento de 10,20%. Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- Reajuste salarial de 6,34% a partir de novembro de 2014 (efeito integral em 2015), em função de Acordo Coletivo;
- reajuste salarial de 3% a partir de março de 2015, como resultado de ação judicial ajuizada por entidades representativas dos empregados da Companhia;
- reajuste salarial de 10,33% a partir de novembro de 2015, em função de Acordo Coletivo.

Demais itens de custos e despesas operacionais

Os demais itens de custos e despesas operacionais somaram, em conjunto, o valor de R$861 milhões em 2015 comparado ao valor de R$1.022 milhões em 2014, representando redução de 15,75%.

Resultado de valor justo em operação societária

A Companhia registrou, em 2015, um ganho de R$729 milhões envolvendo a constituição da Aliança Geração de Energia, conforme descrito em mais detalhes na nota explicativa nº 13.

Receitas (Despesas) Financeiras

O resultado financeiro correspondeu a uma despesa financeira líquida de R$785 milhões em 2015 comparada a uma despesa financeira líquida de R$534 milhões em 2014, um crescimento de 47,00%. Os itens que compõem o resultado financeiro e que apresentaram as variações mais expressivas estão relacionados a seguir:

- Receita com atualização monetária sobre depósitos vinculados a litígios: reconhecimento da receita com variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios que apresentou um acréscimo na receita financeira no valor de R$38 milhões em 2015;
- Rendas de Antecipação de Pagamento: R$12 milhões em 2015 comparado a 0,4 milhões em 2014. Esta variação decorre do maior volume de adiantamento a fornecedores de energia elétrica efetivado em 2015;
- PASEP e COFINS sobre receitas financeiras: R$7 milhões em 2015 decorrente da entrada em vigor, a partir de julho de 2015, do Decreto 8.426/2015, que estabeleceu as alíquotas para o PASEP e COFINS (0,65% e 4% respectivamente) incidentes sobre as receitas financeiras;

- Aumento dos encargos de empréstimos e financiamentos: R$795 milhões em 2015, comparados a R$494 milhões em 2014, um crescimento de 60,93%, decorrente, principalmente, do maior volume de recursos captados em 2015 com indexação ao CDI e a maior variação do indexador no ano (13,23% em 2015 e 10,81% em 2014), aliada a um maior volume de recursos captados em 2015.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 25 das Demonstrações Financeiras.

Imposto de Renda e Contribuição Social

A Companhia apurou em 2015 despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R$888 milhões em relação ao Resultado de R$3.204 milhões antes dos efeitos fiscais, representando 27,71% de alíquota efetiva. Em 2014, a Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R$1.115 milhões em relação ao Resultado de R$3.204 milhões antes dos efeitos fiscais, representando 34,80% de alíquota efetiva.

Estas alíquotas efetivas estão conciliadas com as taxas nominais na Nota Explicativa nº 10b das Demonstrações Financeiras.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e da expansão e modernização das instalações de geração e transmissão existentes.

Nossas exigências de liquidez também são afetadas por nossa política de dividendos. Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento.

Em 31 de dezembro de 2015, o Passivo Circulante da Companhia excedeu o Ativo Circulante em R$743 milhões. Esse excesso foi decorrente, principalmente, de novos financiamentos obtidos com vencimento no curto prazo para viabilizar o Programa de Investimentos da Companhia e transferência de debêntures do longo para o curto prazo.

A Administração da Companhia monitora seu fluxo de caixa e, nesse sentido, avalia medidas visando à adequação de sua atual situação patrimonial aos patamares considerados adequados para fazer face às suas necessidades. No caso específico, já estão sendo feitas negociações com instituições financeiras para a rolagem da dívida com vencimento em 2016 para o longo prazo

Caixa e Equivalentes a Caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2015 totalizaram R$284 milhões, em comparação com R$291 milhões em 31 de dezembro de 2014. Em 31 de dezembro de 2015, nem os valores disponíveis no caixa, nem os equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o Real. As razões para esta variação do caixa são apresentadas abaixo:

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2015 e 2014 totalizou R$1.897 milhões e R$2.874 milhões, respectivamente. A redução no caixa gerado por atividades operacionais em 2015 em comparação com 2014 deveu-se, principalmente, à redução do lucro líquido do exercício em 2015, após ajuste dos itens que não afetam o caixa. O lucro líquido ajustado pelas operações que não afetam o caixa foi de R$3.667 em 2015 comparados a R$4.276 em 2014, uma redução de 14,24%.

Fluxo de Caixa Consumido de Atividades de Investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento em 2015 e 2014 totalizou, respectivamente, R$2.024 milhões e R$3.105 milhões. Esta variação decorre, basicamente, das aquisições de investimentos ocorridas em 2014, destacando-se o aporte de capital na Renova e aquisição de participação adicional na usina de Santo Antônio através da SAAG.

Vide mais informações sobre os investimentos na Nota Explicativa nº 13 das Demonstrações Financeiras.

Fluxo de Caixa Gerado (Consumido) nas Atividades de Financiamento

O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento durante 2015 totalizou acréscimo de R$121 milhões e foi composto, principalmente, pela captação de R$3.113 milhões de financiamentos, parcialmente compensados pela amortização de R$2.550 milhões de empréstimos e financiamentos e pagamento de R$469 milhões de juros sobre o capital próprio.

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento durante 2014 totalizou R$586 milhões e foi composto, principalmente, pela captação de R$3.319 milhões de financiamentos, parcialmente compensados pela amortização de R$581 milhões de empréstimos e financiamentos, pagamento de dividendos no valor de R$3.183 milhões e pagamento de R$140 milhões de juros sobre o capital próprio.

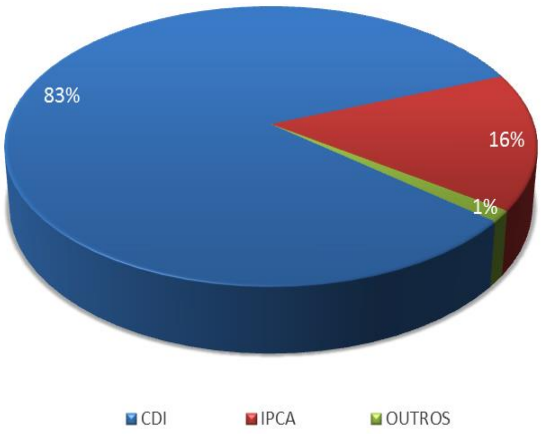
Política de Captação de Recursos e Gestão da Dívida

A Companhia mantém o seu compromisso de assegurar sua qualidade de crédito em níveis satisfatórios que denotem baixo risco de crédito, para se beneficiar de custos financeiros compatíveis com a rentabilidade do negócio, bem como para evidenciar que o processo de expansão das atividades da Cemig GT tem se dado de forma sustentável.

Em 2015, foram captados R$3.113 milhões, principalmente para garantir a quitação da primeira parcela de bonificação de outorga do leilão de energia das usinas do Lote D e a amortização de empréstimos captados em exercícios anteriores.

Os detalhes das captações de recursos da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 18 das Demonstrações Financeiras.

Principais indexadores da dívida em 31 de dezembro de 2015



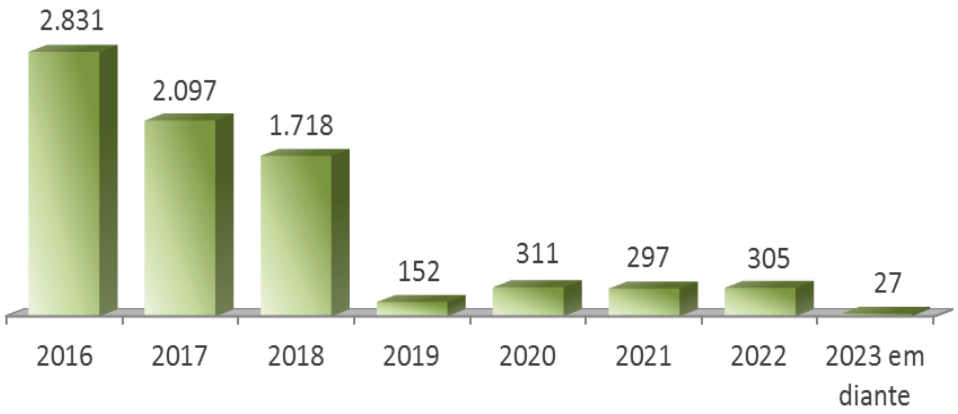
A composição da dívida da Cemig GT é reflexo das fontes de recursos à disposição da empresa (crédito bancário utilizado para rolagem de dívida e emissões de debêntures e notas promissórias, em que uma demanda expressiva tem sido alocada em papéis referenciados à taxa de juros local), bem como de sua intenção de evitar a exposição da dívida à moeda estrangeira (atualmente em 0,16%). O custo médio da dívida da Cemig GT é de 3,66% a.a. (Custo Real) e de 14,41% a.a. (Custo Nominal), a preços constantes.

A Administração tem promovido a gestão da sua dívida com foco no alongamento do prazo, na limitação do endividamento aos níveis preconizados pelo seu Estatuto Social, na redução do custo financeiro e na preservação da capacidade de pagamento da Companhia, sem pressões no fluxo de caixa que possam sugerir risco de refinanciamento.

O endividamento da Companhia, em 31 de dezembro de 2015, no valor de R$7.739 milhões, tem um prazo médio de 2,4 anos. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 18 das Demonstrações Financeiras.

Cronograma de Amortizações da Dívida

Posicionamento em Dezembro/2015 (R$ milhões)



A grande concentração de dívida vencendo no curto prazo resulta da sexta emissão de notas promissórias comerciais, de R$1.440 milhões, ocorrida em dezembro de 2015, para o pagamento da bonificação de outorga referente ao Leilão Aneel nº 12/2015. Vale ressaltar, entretanto, que essa operação de curto prazo deverá ser refinanciada em 2016 através de uma operação de longo prazo, numa operação de Project Finance envolvendo as usinas hidrelétricas constantes do leilão.

No ano de 2015, as agências de classificação de risco realizaram movimentos de rating da Cemig GT seguindo a deterioração do quadro econômico no país. Em dezembro, a Standard & Poor's rebaixou o rating da Cemig GT de brAA+ para brAA- na classificação nacional e de BB+ para BB na classificação global. A Fitch, em julho, também rebaixou o rating da empresa de AA(bra) para AA-(bra) na classificação nacional. Já a Moody's manteve o rating da empresa em Aa2.br na escala nacional e em Ba1 na escala global, sendo que, em dezembro, colocou-os em revisão para um possível rebaixamento.

Em fevereiro de 2016, a Standard & Poor's rebaixou o rating da Cemig GT de brAA- para brA na classificação nacional e de BB para BB- na classificação global, em função do rebaixamento do risco soberano, e a Moody's rebaixou o rating da empresa de Aa2.br para A2.br na classificação nacional e de Ba1 para Ba3 na classificação global.

PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2016 que, ao resultado do exercício e saldo de lucros acumulados referentes à realização da Reserva de Ajustes de Avaliação, nos montantes de R$2.338 milhões e R$48 milhões, fosse dada a destinação conforme descrito na nota explicativa nº 22 às Demonstrações Financeiras.

Em decorrência das conclusões e resultados identificados pela investigação independente, contratada pela Eletrobrás em empreendimentos que possui participação, foi identificada a necessidade de ajuste nas demonstrações financeiras da Norte Energia, cujo impacto na Cemig GT foi uma despesa de R$21.390 reconhecida no resultado com equivalência patrimonial em 31 de dezembro de 2015.

No contexto da reapresentação destas demonstrações financeiras, o lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2016 no montante de R$2.337.663 foi alterado para R$2.316.273.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração da Companhia é composto de 15 membros efetivos e igual número de suplentes, indicados pelos acionistas. O Estatuto Social contempla mandato unificado de dois anos, podendo os conselheiros serem reeleitos ao término do mandato. Em 2015, foram realizadas 29 reuniões para deliberação sobre diversos assuntos como planejamento estratégico e orçamentário, projetos de investimento e aquisições, entre outros.

Conta ainda com 6 Comitês que apoiam o Conselho de Administração, cuja finalidade é assegurar objetividade, consistência e qualidade do processo decisório, analisando com profundidade as matérias de sua especialidade e emitindo sugestões de decisões ou ações e pareceres ao Conselho de Administração.

O Conselho Fiscal é permanente e constituído de 5 membros e, como constituído, atende aos requisitos de isenção da constituição de um comitê de auditoria em conformidade ao Securities Act e Lei Sarbanes-Oxley. Em 2015 foram realizadas 13 reuniões do Conselho Fiscal.

RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesses e perda de independência ou objetividade, e se substanciam nos princípios que preservam a independência do auditor. Para evitar que haja subjetividade na definição de princípios de independência nos serviços prestados pelos auditores externos, foram estabelecidos procedimentos para a aprovação da contratação desses serviços, definindo expressamente (i) os serviços previamente autorizados, (ii) os serviços sujeitos à aprovação prévia do Conselho Fiscal/Comitê de Auditoria e (iii) os serviços proibidos.

É adotado o sistema de rodízio dos Auditores Independentes com periodicidade de cinco anos, atendendo à determinação da CVM. As Demonstrações Financeiras são auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. Os serviços prestados pelos auditores independentes da Companhia foram como segue:

Serviços	2015	% em relação à auditoria	2014	% em relação à auditoria
Serviços de Auditoria:				
Auditoria de Demonstrações Financeiras	267	66,77	259	65,74
Auditoria de controles internos - SOX	124	30,52	121	30,71
Auditoria de ativos e passivos regulatórios	15	3,71	14	3,55
	406	**100,00**	**394**	**100,00**
Serviços adicionais:				
Revisão de ECF e das provisões trimestrais de IR e CSSL	22	5,43	21	5,33
Total	**428**	**105,43**	**415**	**105,33**

Os serviços adicionais foram contratados para o período de junho de 2012 a março de 2015, em conjunto com os serviços de auditoria externa, e são restritos à revisão dos procedimentos tributários adotados pela Companhia na apuração do imposto de renda e contribuição social, não representando nenhum tipo de consultoria, planejamento tributário ou conflito de interesse. Este contrato foi prorrogado em abril de 2015 para vencimento em março de 2017.

Deve ser ressaltado que qualquer serviço adicional a ser prestado pelos auditores independentes, incluindo o mencionado acima, é obrigatoriamente aprovado de forma prévia pela Diretoria e Conselho de Administração, sendo observada a eventual existência de conflito de interesse, perda de independência ou objetividade dos auditores, em conformidade aos termos previstos na Lei Sarbanes-Oxley e Instrução CVM nº 381/2003.

INVESTIMENTOS

A Companhia fez os seguintes investimentos em geração no exercício de 2015:

PCH Lajes

Na geração, o destaque é o projeto para a construção da PCH Lajes, com uma unidade geradora de 17 MW de capacidade instalada com investimento da ordem de R$70 milhões.

O projeto consiste na construção de uma adutora a partir da Casa de Válvulas e a implantação de uma nova unidade geradora na Casa de Força existente, sem a necessidade de construção de reservatórios, diques e barragens. Além da geração de energia elétrica, a PCH trará expressivo benefício ao abastecimento de água da Região Metropolitana do Rio de Janeiro por meio da melhoria significativa na confiabilidade e flexibilidade operativa do Complexo de Lajes.

Aliança

Em 27 de fevereiro de 2015 foi concluída a operação de associação entre a Vale S.A. ("Vale") e Cemig GT, mediante a integralização na Aliança Geração de Energia S.A. (Aliança), das participações societárias detidas por Vale e Cemig GT nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Aimorés, Capim Branco I e Capim Branco II (oriundos da empresa Capim Branco S.A. transferidos da Cemig Holding para Cemig GT) e Candonga, empreendimento somente da Vale.

Com a constituição da Aliança, Vale e Cemig GT detêm, respectivamente, 55% e 45% do capital total, exercendo o controle em conjunto da Sociedade. A conclusão da transação não resultou em nenhum desembolso financeiro e foi executada com o aporte de ativos.

Além de ser uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pelas partes em consórcios de geração, há a previsão de investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica.

Renova Energia S.A. - Renova

A Renova iniciou o ano de 2015 focada na sua estratégia de comercializar, implantar e operar projetos de energia renovável.

No que tange a operação dos parques, os primeiros complexos implantados pela Renova, completaram 1 ano de operação. Os dados de geração dos complexos, mesmo nesse curto período de tempo, comprovaram a qualidade do vento na região e a estratégia acertada na execução dos projetos.

Também em 2015, quatro parques, do total de nove, que comercializaram energia no leilão de 2011 iniciaram a operação comercial.

Em maio de 2015, a Renova anunciou a operação com a TerraForm Global, na qual foram negociados determinados ativos operacionais. A operação tem por objetivo aumentar a competividade, a geração de valor e a capacidade de crescimento. Mais detalhes na nota explicativa nº 13 das Demonstrações Financeiras.

Em 2016, a Companhia seguiu executando as obras para a fase A do Alto Sertão III, com capacidade instalada de 411,1 MW e entrega prevista entre 2016 e início de 2017.

Investimento na usina de Santo Antônio

A Usina Hidrelétrica Santo Antônio (UHE Santo Antônio), empreendimento onde a Cemig tem uma participação total de 18,05%, encerrou o ano de 2015 com 35 turbinas em operação. Juntas, representam uma capacidade de geração de aproximadamente 2.495 MW de energia. Somente em 2015, a hidrelétrica colocou três novas unidades geradoras em operação. Em novembro de 2016, quando a usina estará totalmente concluída e a plena carga, terá 50 turbinas em operação, elevando sua capacidade de geração para 3.568 MW e com um investimento superior a R$20 bilhões.

Belo Monte

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), administrada pela empresa Norte Energia S.A., onde a Cemig tem uma participação de 11,69%, se localiza no Rio Xingu, nas proximidades das cidades de Altamira e Vitória do Xingu, ambas no estado do Pará. Atualmente, em fase de construção, fechou o ano de 2015 com 82% de suas obras concluídas.

A UHE de Belo Monte conta com duas casas de força, Belo Monte e Pimental: a primeira é a principal com dezoito turbinas com capacidade de geração de cerca de 11.000 MW e a segunda, uma auxiliar com capacidade de geração de cerca de 233 MW. Dessa forma, a UHE Belo Monte torna-se responsável por 8,7% do potencial instalado do país, sendo a maior hidrelétrica inteiramente brasileira e a quarta maior do mundo, atrás apenas das chinesas Tree Gorges (22.000 MW) e Xilodu (13.860 MW), e da brasileira e paraguaia Itaipu (14.000 MW). O empreendimento está demandando um investimento de R$25,8 bilhões (moeda de abril de 2010), no qual se inclui R$3,7 bilhões em ações sociais compensatórias. Os testes para início de operação da primeira unidade geradora foram iniciados em fevereiro de 2016. Ao entrar em operação comercial, essa unidade agregará 593 MW médios de garantia física ao Sistema Interligado Nacional.

UHE Itaocara

O Consórcio UHE Itaocara, constituído pela Cemig Geração e Transmissão S.A. (49%) e pela Itaocara Energia Ltda. (51%), subsidiária integral da Light S.A., foi o vencedor da concessão da UHE Itaocara I, com potência instalada de 150 MW. O empreendimento será construído no rio Paraíba do Sul, na região noroeste fluminense, e abrangerá os municípios de Aperibé, Cantagalo, Itaocara e Santo Antônio de Pádua, no estado do Rio de Janeiro, e Pirapetinga, em Minas Gerais. O início das obras está previsto para 2016 e a expectativa é que sejam gerados cerca de 1.200 empregos diretos e de 2.200 indiretos, no pico de obra. Destaca-se, ainda, que o Consórcio UHE Itaocara já possui a Licença de Instalação (LI), emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e de Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a Declaração de Utilidade Pública (DUP), emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Guanhães Energia

A Guanhães Energia S.A é uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada com a finalidade de implantar as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Jacaré e Fortuna II, todas situadas no estado de Minas Gerais e que totalizam 44 MW de Potência Instalada. Esta empresa tem como acionistas a Light Energia S.A (51%) e a Cemig Geração e Transmissão S.A (49%).

Em agosto de 2015 as quatro subsidiárias integrais da Guanhães Energia, detentoras de autorização para implantação e exploração das PCHs, sagraram-se vencedoras no Leilão A-3 de Energia Nova da Aneel nº 04/15. A vitória no certame, além de garantir a celebração de contratos de compra e venda de energia a preços superiores aos praticados atualmente, garantirá ao projeto previsibilidade de receitas até o final do período de concessão das PCHs.

O projeto foi impactado por questões geológicas e ambientais, ocasionando postergação na data prevista para entrada em operação das PCHs.

AUDITORIA E GERENCIAMENTO DE RISCOS

O gerenciamento de riscos corporativos é uma ferramenta de gestão integrante das práticas de governança corporativa da Cemig em que são identificados os eventos que podem afetar os objetivos estratégicos. A intenção é fornecer informações à Alta Administração para a tomada de decisão, preservando o valor da empresa.

O processo é supervisionado pelo Comitê de Monitoramento de Riscos Corporativos – CMRC da Companhia, que tem, ainda, como atribuições: suportar a Administração na definição das diretrizes, políticas e procedimentos e mecanismos para operacionalizar o monitoramento estratégico dos riscos corporativos identificados e ações efetivas para redução dos níveis de exposição financeira e impacto intangível a um nível aceitável, tendo em vista os planos de ação mitigadores, alinhados com o Plano Diretor da Empresa.

Em 2015 novas iniciativas foram implementadas, com destaques para a revisão e atualização da Política de Gerenciamento de Riscos e o mapeamento dos principais riscos corporativos.

Política Antifraude

Em seus negócios e atividades, a Cemig não aceita a prática e a ocultação de atos de fraude ou corrupção, em todas as suas formas, incluindo os atos contra a administração publica definidos pela Lei 12.846/13, sendo aplicável a todos os membros do Conselho de Administração e Fiscal, Diretores, empregados e contratados. As suspeitas e denúncias de tais atos são rigorosamente apuradas e quando comprovadas, são aplicados procedimentos disciplinares previstos nas normas internas da Empresa, bem como ações legais e processos criminais, quando cabíveis.

GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO

O investimento constante em inovação, tecnologia e eficiência, aliados ao pioneirismo é historicamente na Cemig um determinante para seu posicionamento no mercado.

Para alavancar sua missão, a Cemig utiliza como uma de suas ferramentas a Gestão Estratégica em Tecnologia que possui dois direcionadores; a coordenação do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e o investimento em seu desenvolvimento tecnológico, incluindo aqui a consolidação de parcerias bem sucedidas.

Em 2015, a Cemig GT investiu R$17,53 milhões em projetos de P&D.

Usina Solar Fotovoltaica do UNIPAM

No atual contexto da energia solar, em especial da tecnologia fotovoltaica, surgiu a parceria da Cemig com o Centro Universitário de Patos de Minas – UNIPAM iniciada em 2014, que resultou na instalação da Usina Solar Fotovoltaica com capacidade de 12 kWp, composta de 250 painéis, instalados em Patos de Mina, inaugurada em 2015.

Monitoramento Remoto para Auscultação de Barragens

A coleta remota e automática de dados de instrumentos de auscultação de barragens representa uma importante iniciativa de eficiência operacional no processo de leitura da instrumentação. A realização do projeto traz resultados intangíveis, como melhoria da confiabilidade das leituras e a possibilidade de monitoramento online do comportamento das barragens. Com o uso de redes de sensores sem fio de baixo custo é viável automatizar medições relevantes em várias partes da estrutura de uma barragem. Os sensores de baixo custo adequados para auscultação de barragens terão aplicação em todo o setor elétrico, com possibilidade de impacto a nível nacional.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

O relacionamento com as comunidades vizinhas aos empreendimentos da Cemig é pautada pelo senso de corresponsabilidade e pelo estímulo ao desenvolvimento econômico e social local. Em todas as interações da Empresa há o cuidado de se respeitar e ouvir aqueles que são afetados por alguma atividade ou têm contato direto com a Cemig.

Alguns projetos de destaque no ano de 2015 para a Cemig Geração e Transmissão são:

Programa Proximidade: com o foco em desenvolver uma cultura de esclarecimento sobre a questão das enchentes, suas origens, ações e comportamentos que a agravam, ações que reduzem seus efeitos e como os reservatórios trabalham para minimizá-las, a Cemig realiza eventos durante o ano em diversas localidades, com apresentação de palestras sobre a previsão meteorológica, a atuação da empresa para o controle das cheias, os procedimentos para garantir a segurança física dos barramentos, as ações ambientais e outros temas relevantes para a população local, além de promover visitas guiadas as instalações. Em 2015, o Programa realizou 5 eventos, com cerca de 350 pessoas, atendendo as comunidades vizinha dos entornos dos reservatórios de Gafanhoto, Itutinga/Camargos, Aimorés, Rio de Pedras, Queimado e Três Marias.

Projetos culturais e esportivos

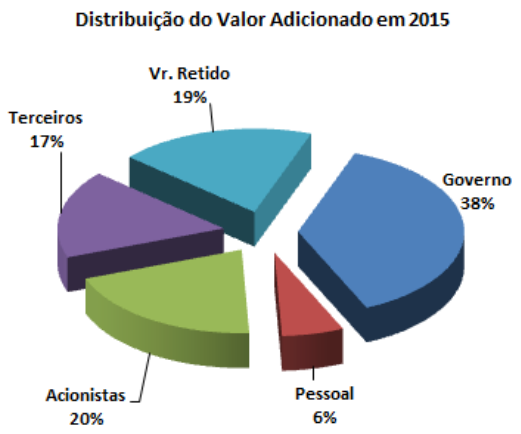
O fortalecimento do setor cultural é uma das prioridades da Empresa voltada para a cidadania corporativa. Ao promover a cultura, a Cemig beneficia a sociedade local com a geração de oportunidades de lazer, além de preservar a memória e identidade das comunidades onde atua, bem como a própria história da Empresa – visto que a Cemig tem fortes raízes culturais nacionais e locais.

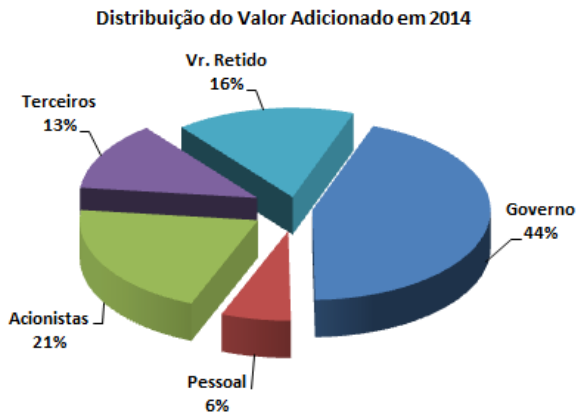
Os dois principais programas são o Cemig Cultural, com investimento de base para o mercado cultural, e o Filme de Minas, que tem o propósito de estimular a produção audiovisual no Estado de Minas Gerais.

A Cemig investe também em projetos voltados para o Esporte por meio de recursos próprios e do incentivo da Lei do Esporte. Em 2015 o total investido em Esportes foi da ordem de R$1,94 milhão, gerando benefícios de resgate social e cidadania principalmente a crianças e adolescentes quanto à prática de esportes e na possibilidade de se tornarem atletas.

Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) evidencia a geração de riqueza e a representatividade da Companhia para a sociedade com R$5.911 milhões de valor adicionado em 2015 em comparação a R$5.645 milhões em 2014.



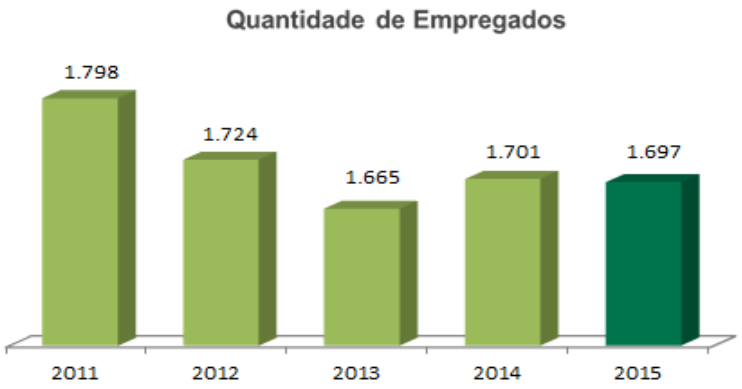


Recursos Humanos

A Cemig Geração e Transmissão considera o seu capital humano fundamental para a realização do seu compromisso com a sustentabilidade econômica, social e ambiental e, com esse foco, adota as melhores práticas do mercado de trabalho na gestão de pessoas.

Quadro de empregados

A Companhia apresenta uma redução no quadro de empregados nos últimos 5 anos, passando de 1.798 empregados em 2011 para 1.697 em 2015, conforme apresentado no gráfico a seguir:



Provimento

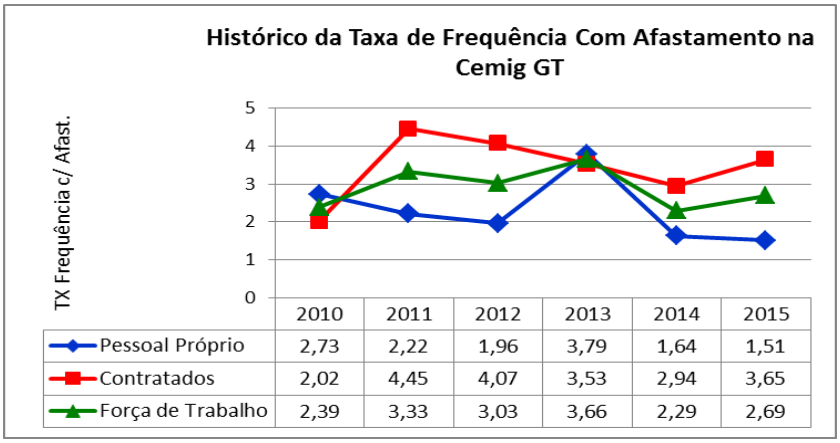
Com o objetivo de manter um quadro de pessoal equilibrado e eficiente, consolidando a atratividade da Empresa no mercado, a estratégia de remuneração da Cemig reflete um posicionamento compatível com o mercado, com benefícios competitivos e programas voltados para o bem-estar dos empregados.

Por meio do Programa Anual de Estágios curriculares, a Companhia proporcionou a 71 estagiários a oportunidade de desenvolvimento em sua área de formação, associando teoria e prática.

Com o Programa de Aprendizagem Cemig-Cesam, 39 adolescentes carentes desenvolveram novas competências, em função do aprendizado profissional, sob a supervisão de tutores empregados da Companhia.

Saúde, Higiene e Segurança do Trabalho

Em 2015, a Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento – TFA relativa à força de trabalho fechou no valor de 2,69, cerca de 12% a mais que em 2014, cuja taxa foi de 2,29, conforme gráfico a seguir:



	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pessoal Próprio	2,73	2,22	1,96	3,79	1,64	1,51
Contratados	2,02	4,45	4,07	3,53	2,94	3,65
Força de Trabalho	2,39	3,33	3,03	3,66	2,29	2,69

A Companhia vem promovendo ações internas e revisão de processos de forma a reduzir o TFA nos próximos anos.

UniverCemig

Responsável pela capacitação e desenvolvimento dos empregados da Cemig, a UniverCemig constrói soluções educacionais, ministra os treinamentos internos, contrata treinamentos externos e no exterior além de fazer a gestão dos cursos de pós-graduação e idiomas. Além disso, atende cursos para outras empresas, principalmente empreiteiras fornecedoras da distribuição.

Em relação aos resultados quantitativos, foram oferecidas pela UniverCemig, em 2015, 3.157 participações e 76.269 homens-hora de treinamento para os empregados do quadro próprio da Cemig GT. O valor investido total em ações de treinamento e desenvolvimento foi de R$13,2 milhões.

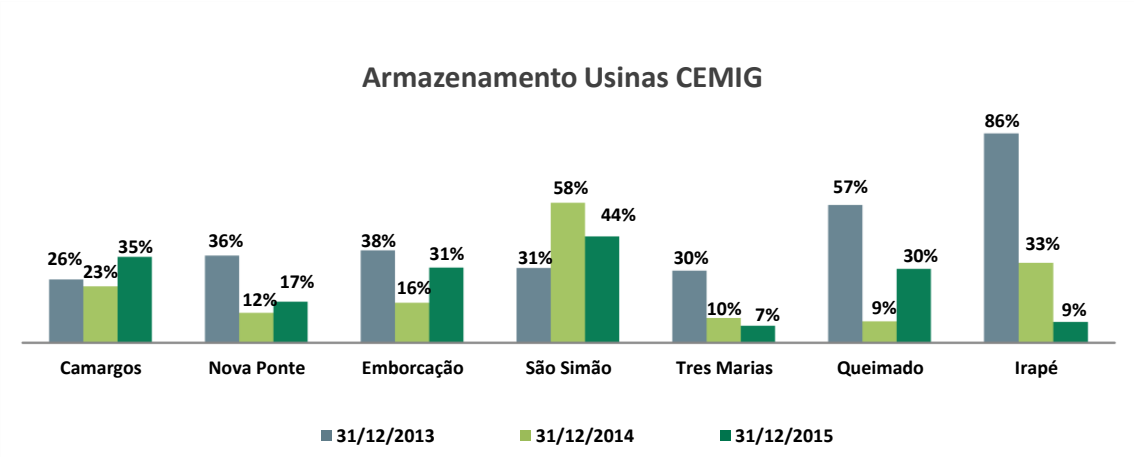
Meio Ambiente

Em 2015, a Cemig investiu um total de R$35,2 milhões em recursos relacionados às questões ambientais, destes, R$7,7 milhões foram aplicados em projetos de pesquisa relacionados a meio ambiente.

Recursos Hídricos

A Cemig possui uma área dedicada à gestão de recursos hídricos, que através do planejamento adota medidas operativas em suas usinas hidrelétricas que visam calcular a geração ótima de cada usina, garantindo o melhor aproveitamento da água para a geração, sem impactar os demais usos da bacia hidrográfica.

A Cemig monitora regularmente uma rede que contempla as principais bacias hidrográficas de Minas Gerais, em 42 reservatórios e mais de 180 estações de coleta de dados físicos, químicos e biológicos.



Programas para a Ictiofauna

O Programa Peixe Vivo atua na expansão e criação de medidas mais efetivas para a conservação da ictiofauna nas bacias hidrográficas onde estejam instaladas usinas da empresa, favorecendo as comunidades que utilizam os recursos hídricos como fator de desenvolvimento. Com o apoio dos diversos segmentos da comunidade, que auxiliaram no planejamento de alternativas preventivas incorporadas às diretrizes da Política Ambiental da Cemig, o Peixe Vivo atua em três frentes: os programas de conservação da ictiofauna e bacias hidrográficas; a produção de conhecimento científico para subsidiar esses programas; e a promoção do envolvimento da comunidade nas atividades previstas.

Em 2015, foram investidos R$6,2 milhões, com a produção de cerca de 500 mil alevinos, totalizando 12 toneladas, que foram soltos em 52 peixamentos, com a participação de 1.676 pessoas das comunidades locais, em 40 municípios.

Biodiversidade

Considerando a predominância de Usinas Hidrelétricas na matriz energética da Cemig, a estratégia ambiental da Companhia em relação à biodiversidade é direcionada aos programas de conservação do conjunto de espécies de peixes que vivem nos cursos d'água onde possui empreendimentos.

Mudanças Climáticas

A atuação da Cemig em relação às mudanças climáticas está alinhada à sua estratégia de negócios sendo formalizada, desde 2012, por meio do compromisso intitulado "10 iniciativas para o clima", em que estão definidas as linhas de ação da Empresa. O envolvimento da alta liderança e a discussão acerca das questões mais relevantes torna essa atuação mais efetiva, como evidenciado pelo estabelecimento de metas voluntárias de redução das emissões, do consumo de eletricidade e das perdas de energia, mesmo a Empresa apresentando baixa intensidade de emissões de GEE. Os detalhes sobre as iniciativas da Cemig relativas a mudanças climáticas podem ser obtidos no site da Companhia.

Em 2015 a Cemig publicou o Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa verificado por certificador independente. O documento completo pode ser acessado no site da Companhia.

Licenciamento Ambiental

O licenciamento ambiental contribui para a efetiva regularidade dos empreendimentos da Companhia, sendo conduzido de forma a assegurar a análise adequada de todos os estudos e relatórios desenvolvidos e o atendimento aos órgãos ambientais competentes e a legislação aplicável.

Para os empreendimentos dispensados de licenciamento ambiental formal são aplicados os requisitos mínimos de adequação ambiental da Cemig, que garantem a identificação, o controle e monitoramento dos impactos avaliados. Já os empreendimentos que iniciaram a operação antes de 1986 tiveram que passar pelo processo de licenciamento corretivo. A Cemig GT possui 75,3% dos seus empreendimentos devidamente licenciados e 24,7% em processo de obtenção das respectivas licenças ambientais, totalizando 100% de regularidade com os órgãos fiscalizadores.

Gestão de Resíduos

Os materiais retirados de operação como transformadores, isoladores, sucatas, cabos, fios e outros são enviados para o Centro de Distribuição de Materiais, área certificada com Sistema de Gestão Ambiental Cemig - SGA Nível 1.

Em 2015 foram destinadas 1.238 toneladas de resíduos, sendo que 1.209 toneladas foram alienadas, recicladas ou regeneradas e 29 toneladas foram coprocessadas, incineradas ou dispostas em aterro industrial. Ressalta-se que os resíduos destinados em 2015 não foram necessariamente gerados em 2015. Isto se deve ao armazenamento temporário onde os resíduos são caracterizados, segregados, acondicionados, identificados e posteriormente destinados. A alienação destes resíduos gerou uma receita de R$ 2,3 milhões para a Cemig GT.

Biodiversidade

Considerando a predominância de Usinas Hidrelétricas na matriz energética da Cemig, a estratégia ambiental da Companhia em relação à biodiversidade é direcionada aos programas de conservação do conjunto de espécies de peixes que vivem nos cursos d'água onde possui empreendimentos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Administração da Cemig Geração e Transmissão é grata ao Governo de Minas, nosso acionista majoritário, pela confiança e apoio constantemente manifestados durante o ano. Estende também os agradecimentos às demais autoridades federais, estaduais e municipais, às comunidades servidas pela Companhia, aos acionistas e demais investidores e, em especial, à dedicação de seu qualificado corpo de empregados.

BALANÇO SOCIAL DA CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

1) Base de Cálculo	2015 Reapresentado			2014		
	Valor (Mil Reais)			Valor (Mil Reais)		
Receita Líquida (RL)			7.377.198			7.714.717
Resultado Operacional (RO)			3.989.746			3.738.602
Folha de Pagamento Bruta (FPB)			289.969			257.304
2) Indicadores Sociais Internos	**Valor (Mil R$)**	**%Sobre FPB**	**%Sobre RL**	**Valor (Mil R$)**	**%Sobre FPB**	**%Sobre RL**
Alimentação	15.746	5,43	0,21	16.699	6,49	0,22
Encargos sociais compulsórios	72.867	25,13	0,99	72.855	28,31	0,94
Previdência privada	20.062	6,92	0,27	18.960	7,37	0,25
Saúde	9.348	3,22	0,13	8.951	3,48	0,12
Segurança e medicina no trabalho	5.125	1,77	0,07	5.443	2,12	0,07
Educação	555	0,19	0,01	270	0,10	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	13.189	4,55	0,18	15.210	5,91	0,20
Creches ou auxílio-creche	556	0,19	0,01	527	0,20	0,01
Participação nos lucros ou resultados	35.383	12,20	0,48	54.861	21,32	0,71
Outros	4.020	1,39	0,05	4.005	1,56	0,05
Total - Indicadores Sociais Internos	**176.851**	**60,99**	**2,40**	**197.781**	**76,86**	**2,57**
3) Indicadores Sociais Externos	**Valor (Mil R$)**	**%Sobre RO**	**%Sobre RL**	**Valor (Mil R$)**	**%Sobre RO**	**%Sobre RL**
Educação	-	-	-	-	-	-
Cultura	18.318	0,46	0,25	17.240	0,46	0,22
Outros Doações/Subvenções/Projeto ASIN	4.690	0,12	0,06	7.065	0,19	0,09
Total das Contribuições para a Sociedade	**23.008**	**0,58**	**0,31**	**24.305**	**0,65**	**0,31**
Tributos (excluídos encargos sociais)	2.227.579	55,53	30,20	2.495.067	66,74	32,35
Total – Indicadores Sociais Externos	**2.250.587**	**56,11**	**30,51**	**2.519.372**	**67,39**	**32,66**
4) Indicadores Ambientais	**Valor (Mil R$)**	**%Sobre RO**	**%Sobre RL**	**Valor (Mil R$)**	**%Sobre RO**	**%Sobre RL**
Relacionados com a operação da empresa	35.223	0,88	0,48	36.820	0,97	0,48
Total dos Investimentos em Meio Ambiente	**35.223**	**0,88**	**0,48**	**36.820**	**0,97**	**0,48**
Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a Companhia:	(x) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 76 a 100%		(x) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 76 a 100%	
5) Indicadores do Corpo Funcional						
Nº de empregados (as) ao final do período			1.697			1.701
Nº de admissões durante o período			4			75
Nº de empregados (as) terceirizados (as)			ND			ND
Nº de estagiários (as)			71			64
Escolaridade dos Empregados						
- Superior e extensão universitária			842			828
- 2° Grau			810			823
- 1° Grau			37			39
- Até 1° Grau incompleto			9			11
Nº de empregados (as) acima de 45 anos			753			755
Nº de mulheres que trabalham na Companhia			249			249
% de cargos de chefia ocupados por mulheres			4,8			14,61
Nº de negros (as) que trabalham na Companhia			512			516
% de cargos de chefia ocupados por negros (as)			2,1			14,61
Nº de portadores (as) de deficiência ou necessidades especiais			17			32

6) Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2015			Metas 2016		
Relação entre maior e a menor remuneração na Companhia	27,65			NÃO HÁ META		
Número total de acidentes de trabalho considerar empregados próprios	20			0		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos:	( ) direção e gerências	(X) direção e gerências	( ) todos (as) empregados (as)	( ) direção e gerências	(X) direção e gerências	( ) todos (as) empregados (as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos:	( ) direção e gerências	(X) todos (as) empregados (as)	( ) Todos (as) + CIPA	( ) direção e gerências	(X) todos (as) empregados (as)	( ) Todos (as) + CIPA
Quanto a liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos (as) trabalhadores (as), a empresa:	( ) não se envolve	(X) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	( ) incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla	( ) direção e gerências	( ) direção e gerências	(X) todos (as) empregados (as)	( ) direção e gerências	( ) direção e gerências	(X) todos (as) empregados (as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) direção e gerências	( ) direção e gerências	(X) todos (as) empregados (as)	( ) direção e gerências	( ) direção e gerências	(X) todos (as) empregados (as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela Companhia:	( ) serão sugeridos	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos	( ) serão sugeridos	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados (as) em programas de trabalho voluntário, a Companhia:	( ) apoiará	( ) apoiará	(X) organizará e incentivará	( ) apoiará	( ) apoiará	(X) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores (as):	no Procon ___ ND ___	no Procon ___ ND ___	na Justiça __ ND ____	no Procon ___ ND ___	no Procon ___ ND ___	na Justiça __ ND ____
% de reclamações e críticas solucionadas:	no Procon ___ ND __%	no Procon ___ ND __%	na Justiça ___ ND __%	no Procon ___ ND __%	no Procon ___ ND __%	na Justiça ___ ND __%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R$)	Em 2015:			Em 2014:		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA)	37,68% governo 20,09% acionistas	6,04% colaboradores (as) 17,09% terceiros 19,10% retido		44,20% governo 20,74% acionistas	6,33% colaboradores (as) 12,47% terceiros 16,26% retido	
7) Outras Informações						

I. Em 2015, o valor total aplicado pela Cemig Geração e Transmissão em meio ambiente foi de R$35,2 milhões, destes, R$7,7 milhões foram aplicados em projetos de pesquisa relacionados a meio ambiente e R$ 27,5 milhões em gestão ambiental.

II. Em 2015 foram destinadas 1.238 toneladas de resíduos, sendo que 1.209 toneladas foram alienadas, recicladas ou regeneradas e 29 toneladas foram coprocessadas, incineradas ou dispostas em aterro industrial. Ressalta-se que os resíduos destinados em 2015 não foram necessariamente gerados em 2015. Isto se deve ao armazenamento temporário onde os resíduos são caracterizados, segregados, acondicionados, identificados e posteriormente destinados. A alienação destes resíduos gerou uma receita de R$ 2,3 milhões para a Cemig GT.

III. A Cemig GT possui 75,3% dos seus empreendimentos devidamente licenciados e 24,7% em processo de obtenção das respectivas licenças ambientais, totalizando 100% de regularidade com os órgãos fiscalizadores.

A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM NÚMEROS

Descrições	2015 Reapresentado	2014
Atendimento		
Número de consumidores	535	520
Número de empregados	1.697	1.701
Energia vendida por empregado - MWh	17.658	20.844
Mercado		
Geração própria	14.098	23.297
Preço médio de fornecimento – excluindo ICMS (R$/MWh) – Industrial	172,99	135,13
Operacionais		
Número de Usinas em Operação	61	51
Capacidade Instalada (MW)	7.146	6.820
Financeiros		
Receita operacional líquida - R$ milhões	7.377	7.715
Margem operacional - %	54,08	48,46
LAJIDA ou EBITDA - R$ milhões	4.242	4.035
Resultado - R$ milhões	2.316	2.089
Resultado por ação	0,7996	0,7211
Patrimônio líquido - R$ milhões	4.886	3.487
Valor patrimonial por ação	1,6169	1, 2036
Rentabilidade do patrimônio líquido - %	66,43	54,76
Endividamento do patrimônio líquido - %	305,87	233,06
Liquidez Corrente	0,83	0,53
Liquidez Geral	0,59	0,39

COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS E DA DIRETORIA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
MEMBROS EFETIVOS	**MEMBROS SUPLENTES**
José Afonso Bicalho Beltrão da Silva (presidente do Conselho)	Bruno Westin Prado Soares Leal
Mauro Borges Lemos (vice-presidente do Conselho)	Samy Kopit Moscovitch
Allan Kardec de Melo Ferreira	Luiz Guilherme Piva
Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz	Franklin Moreira Gonçalves
Helvécio Miranda Magalhães	Wieland Silberschneider
Marco Antônio de Rezende Teixeira	Antônio Dirceu Araújo Xavier
Marco Antônio Soares da Cunha Castello Branco	Ricardo Wagner Righi de Toledo
Nelson José Hubner Moreira	Carlos Fernando da Silveira Vianna
Marcelo Gasparino da Silva	Aloísio Macário Ferreira de Souza
Victor Guilherme Tito	(Vago)
Ricardo Coutinho de Sena	Bruno Magalhães Menicucci
Paulo Roberto Reckziegel Guedes	José Augusto Gomes Campos
Saulo Alves Pereira Junior	Marina Rosenthal Rocha
José Henrique Maia	Daniel Alves Ferreira
José Pais Rangel	José João Abdalla Filho

CONSELHO FISCAL	
MEMBROS EFETIVOS	**MEMBROS SUPLENTES**
Charles Carvalho Guedes	Bruno Cirilo Mendonça de Campos
Edson Moura Soares	Marcos Túlio de Melo
Rafael Amorim de Amorim	Aliomar Silva Lima
Manuel Jeremias Leite Caldas	Ronaldo Dias
Newton Brandão Ferraz Ramos	Rodrigo de Mesquita Pereira

COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA	
NOME	**CARGO**
Mauro Borges Lemos	Diretor-Presidente
Paulo Roberto Castellari Porchia	Diretor Vice-Presidente
Evandro Leite Vasconcelos	Diretor de Distribuição e Comercialização
Fabiano Maia Pereira	Diretor de Finanças e Relações com Investidores
Franklin Moreira Gonçalves	Diretor de Geração e Transmissão
Mauro Borges Lemos	Diretor de Gestão Empresarial
Raul Lycurgo Leite	Diretor Jurídico
Luiz Fernando Paroli Santos	Diretor de Relações Institucionais e Comunicação
César Vaz de Melo Fernandes	Diretor de Desenvolvimento de Negócios
Márcio Lúcio Serrano	Diretor de Relações e Recursos Humanos
Dimas Costa	Diretor Comercial

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Superintendência de Relações com Investidores
Telefones: (31) 3506-5024 – 3506-5028
Fax: (31) 3506-5025 - 3506-5026

Endereço eletrônico
Site: www.cemig.com.br
E-Mail: ri@cemig.com.br

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

ATIVO

(Em milhares de Reais)

	Nota	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	283.703	290.549
Títulos e Valores Mobiliários – Aplicação Financeira	6	1.898.751	600.754
Consumidores e Revendedores	7	970.079	649.571
Concessionários - Transporte de Energia		37.942	37.655
Ativo Financeiro da Concessão	12	13.233	4.582
Tributos Compensáveis	8	41.502	59.877
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar	9	77.029	109.499
Dividendos a Receber		8.472	23.749
Estoques		4.631	5.596
Prêmio Repactuação Risco Hidrológico	23	13.097	-
Adiantamento a Fornecedores	26	86.941	4.450
Outros Créditos		81.239	70.693
TOTAL DO CIRCULANTE		**3.516.619**	**1.856.975**
NÃO CIRCULANTE			
Títulos e Valores Mobiliários – Aplicação Financeira	6	18.053	10.283
Tributos Compensáveis	8	23.797	41.055
Depósitos Vinculados a Litígios	11	221.129	174.266
Transações com Partes Relacionadas		1.709	2.345
Prêmio Repactuação Risco Hidrológico	23	50.209	-
Adiantamento a Fornecedores	26	60.000	-
Outros Créditos (1)	3	325.983	85.641
Ativo Financeiro da Concessão	12	2.034.632	1.268.404
Investimentos	13	5.752.448	4.039.033
Imobilizado	14	3.307.676	4.849.638
Intangíveis	15	36.109	50.396
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**11.831.745**	**10.521.061**
TOTAL DO ATIVO		**15.348.364**	**12.378.036**

(1) Inclui o valor de R$219.869 referente à transferência do ativo imobilizado da Usina de São Simão para o ativo realizável a longo prazo. Mais detalhes na nota explicativa nº 3 das Demonstrações Financeiras.

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

PASSIVO

(Em milhares de Reais)

	Nota	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
CIRCULANTE			
Empréstimos e Financiamentos	18	2.129.984	2.210.604
Debêntures	18	701.495	665.925
Fornecedores	16	331.823	309.010
Impostos, Taxas e Contribuições	17	133.870	84.237
Juros Sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar		718.137	-
Salários e Encargos Sociais		50.549	44.263
Encargos Regulatórios	19	56.019	45.727
Participações nos Lucros		26.774	24.881
Obrigações Pós-Emprego	20	38.048	34.615
Concessões a Pagar		2.811	21.025
Outras Obrigações		70.285	31.099
TOTAL DO CIRCULANTE		**4.259.795**	**3.471.386**
NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e Financiamentos	18	892.438	754.250
Debêntures	18	4.015.155	3.405.921
Provisões	21	77.710	92.744
Obrigações Pós-Emprego	20	683.422	546.983
Impostos, Taxas e Contribuições	17	101.233	101.233
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	10a	378.000	285.727
Encargos Regulatórios	19	90.000	53.827
Concessões a Pagar		18.578	149.855
Instrumentos Financeiros – Opções de Venda	13	147.614	29.028
Outras Obrigações		607	472
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		**6.404.757**	**5.420.040**
TOTAL DO PASSIVO		**10.664.552**	**8.891.426**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	22		
Capital Social		1.837.710	1.700.000
Reservas de Lucros		2.485.879	1.309.293
Ajustes de Avaliação Patrimonial		360.223	477.317
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**4.683.812**	**3.486.610**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**15.348.364**	**12.378.036**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de Reais, exceto o lucro por ação)

		31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
RECEITA	23	**7.377.198**	**7.714.717**
CUSTOS OPERACIONAIS			
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA	24		
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão		(293.484)	(273.211)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(2.601.484)	(1.692.445)
		(2.894.968)	(1.965.656)
CUSTO	24		
Pessoal e Administradores		(272.723)	(251.214)
Materiais		(12.498)	(13.426)
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia		(83.723)	(282.447)
Serviços de Terceiros		(112.927)	(132.183)
Depreciação e Amortização		(243.695)	(293.602)
Provisões (Reversões) Operacionais		11.684	(83.746)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos		-	(122.593)
Custo de Construção de Infraestrutura de Transmissão		(146.030)	(80.358)
Outros Custos Operacionais		(9.634)	(12.462)
		(869.546)	(1.272.031)
CUSTO TOTAL		**(3.764.514)**	**(3.237.687)**
LUCRO BRUTO		**3.612.684**	**4.477.030**
DESPESA OPERACIONAL	24		
Despesas com Vendas		458	(559)
Despesas Gerais e Administrativas		(164.079)	(155.307)
Outras Despesas Operacionais		(205.494)	(194.064)
		(369.115)	(349.930)
Resultado de Equivalência Patrimonial		16.735	(388.498)
Resultado de Valor Justo em Reorganização Societária	13	729.442	-
Resultado Operacional Antes do Resultado Financeiro e Impostos		**3.989.746**	**3.738.602**
Receitas Financeiras	25	204.741	145.714
Despesas Financeiras	25	(990.235)	(680.204)
Resultado antes dos Impostos		**3.204.252**	**3.204.112**
Imposto de Renda e Contribuição Social Correntes	10b	(751.334)	(1.056.188)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	10b	(136.645)	(58.959)
RESULTADO DO EXERCÍCIO		**2.316.273**	**2.088.965**
Lucro Líquido Básico e Diluído por Ação Ordinária		**0,7996**	**0,7211**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de Reais)

	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
RESULTADO DO PERÍODO	**2.316.273**	**2.088.965**
Itens que poderão ser reclassificados para a Demonstração de Resultado		
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	(83.856)	-
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada e controlada em conjunto	14.433	-
	(69.423)	-
Itens que poderão ser reclassificados para a Demonstração de Resultado		
Diferenças Cambiais de equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada e controlada em conjunto	90	-
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	**2.246.940**	**2.088.965**
Lucro atribuível aos acionistas da Companhia	**2.246.940**	**2.088.965**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de Reais, exceto dividendos e juros sobre capital próprio por ação)

	Capital Social	Reservas de Lucros	Ajustes de Avaliação Patrimonial	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Total do Patrimônio Líquido
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013	**893.192**	**2.384.711**	**537.114**	**-**	**3.815.017**
Resultado do período	-	-	-	2.088.965	2.088.965
Resultado abrangente do período	**-**	**-**	**-**	**2.088.965**	**2.088.965**
Aumento de Capital	806.808	(806.808)	-	-	-
Pagamento de Dividendos Extraordinários (R$0,41 por ação)	-	(1.200.000)	-	-	(1.200.000)
Pagamento de Dividendos Extraordinários (R$0,02 por ação)	-	(47.005)	-	-	(47.005)
Reserva Legal	-	104.448	-	(104.448)	-
Juros sobre Capital Próprio (R$0,05 por ação)	-	-	-	(140.367)	(140.367)
Dividendos Intermediários Estatutários Obrigatórios - 50% do lucro exercício (R$0,36 por ação)	-	-	-	(1.030.000)	(1.030.000)
Realização da Reserva de Ajustes de Avaliação Patrimonial	-	-	(59.797)	59.797	-
Reserva de Incentivos Fiscais - SUDENE	-	23.898	-	(23.898)	-
Retenção de Lucros	-	850.049	-	(850.049)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014	**1.700.000**	**1.309.293**	**477.317**	**-**	**3.486.610**
Resultado do período				2.316.273	2.316.273
Outros resultados abrangentes					
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	(83.856)	-	(83.856)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	-	-	14.433	-	14.433
Diferenças Cambiais de equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	-	-	90	-	90
Resultado abrangente do período	**-**	**-**	**(69.333)**	**2.316.273**	**2.246.940**
Dividendos Intermediários Estatutários (R$0,1519 p/ação)	-	-	-	(440.000)	(440.000)
Dividendos Estatutários (R$0,1906 p/ação)	-		-	(552.041)	(552.041)
Aumento de capital	137.710	-	-		137.710
Juros s/ Capital Próprio (R$0,0675 p/ação)	-	-	-	(195.407)	(195.407)
Constituição de Reservas					
Reserva Legal	-	115.814	-	(115.814)	-
Reserva de Incentivos Fiscais - SUDENE	-	20.696	-	(20.696)	-
Retenção de Lucros	-	1.040.076	-	(1.040.076)	-
Realização de Reservas					
Ajustes de avaliação patrimonial – custo atribuído de imobilizado	-	-	(47.761)	47.761	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 (Reapresentado)	**1.837.710**	**2.485.879**	**360.223**	**-**	**4.683.812**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de Reais)

	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado do Exercício	2.316.273	2.088.965
Ajustes por:		
Depreciação e Amortização	252.897	296.841
Baixas Líquidas de Imobilizado/Intangível/Financeiro	27.727	55.439
Equivalência Patrimonial	(16.735)	388.498
Juros e Variações Monetárias	862.362	596.746
Imposto de Renda e Contribuição Social	887.979	1.115.147
Receita referente a atualização no valor indenizável de ativos	(100.528)	(420.013)
Resultado de Valor Justo em Reorganização Societária	(729.442)	-
Provisões para Perdas Operacionais	106.444	84.305
Obrigações Pós-Emprego	60.049	70.558
	3.667.026	4.276.486
(Aumento) Redução de Ativos		
Consumidores e Revendedores	(302.510)	23.703
Tributos Compensáveis	45.639	122.769
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar	32.470	(41.613)
Transporte de Energia	(287)	(8.352)
Depósito Judiciais	(7.233)	(14.593)
Dividendos Recebidos	133.953	12.742
Ativo Financeiro	10.250	5.560
Adiantamento a Fornecedores	(130.217)	-
Outros	(92.842)	(36.270)
	(310.777)	63.946
Aumento (Redução) de Passivos		
Fornecedores	22.036	94.770
Tributos e Contribuição Social	48.710	(315)
Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	(105.854)	31.211
Salários e Contribuições Sociais	6.286	1.595
Encargos Regulatórios	41.792	(2.885)
Obrigações Pós-Emprego	(47.232)	(44.203)
Concessões a pagar	234	5.856
Participação nos Lucros	1.893	(7.168)
Outros	29.379	(67.717)
	(2.756)	11.144
Caixa Gerado nas Operações	3.353.493	**4.351.576**
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(683.124)	(1.087.399)
Juros Pagos	(773.691)	(390.354)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**1.896.678**	**2.873.823**
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Em Investimentos - Aporte	(180.525)	(532.690)
Aquisição de Investimentos	(309.684)	(2.402.026)
No Imobilizado	(76.968)	(55.653)
No Intangível	(5.324)	(4.733)
No Ativo Financeiro	(146.030)	(80.358)
Em Títulos e Valores Mobiliários	(1.305.767)	(29.431)
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	**(2.024.298)**	**(3.104.891)**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Empréstimos Obtidos	3.113.449	3.318.769
Juros Sobre Capital Próprio e Dividendos	(469.311)	(3.323.059)
Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos	(2.550.422)	(581.267)
Aumento de Capital	27.058	-
CAIXA LÍQUIDO GERADO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**120.774**	**(585.557)**
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(6.846)**	**(816.625)**
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	290.549	1.107.174
No fim do exercício	283.703	290.549
	(6.846)	**(816.625)**

Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de Reais)

	31/12/2015 Reapresentado		31/12/2014	
RECEITAS				
Venda de Energia e Serviços	8.636.605		8.555.035	
Receita de Construção	146.030		80.358	
Investimentos em Imobilizado	79.620		39.984	
Receita de Indenização da Transmissão	100.528		420.013	
Outras Receitas	180		771	
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	458		(559)	
	8.963.421		9.095.602	
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.793.025)		(1.825.590)	
Encargos de Uso da Rede Básica da Transmissão	(315.520)		(294.739)	
Serviços de Terceiros	(227.348)		(221.585)	
Materiais	(157.784)		(16.428)	
Matéria prima e insumos para Produção de Energia	(90.327)		(367.449)	
Outros Custos Operacionais	(166.253)		(184.896)	
	(3.750.257)		**(2.910.687)**	
VALOR ADICIONADO BRUTO	**5.213.164**		**6.184.915**	
RETENÇÕES				
Depreciação e Amortização	(252.897)		(296.841)	
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	**4.960.267**		**5.888.074**	
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Resultado de Equivalência Patrimonial	16.735		(388.498)	
Receita de valor justo em operação societária	729.442			
Receitas Financeiras	204.741		145.714	
	950.918		(242.784)	
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**5.911.185**		**5.645.290**	
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		**%**		**%**
Empregados	**356.796**	**6,04**	**357.534**	**6,33**
Remuneração direta	270.992	4,58	236.742	4,19
Benefícios	70.012	1,19	104.830	1,86
FGTS	15.792	0,27	15.905	0,28
Programas de Desligamento de Empregados	-	-	57	-
Impostos, Taxas e Contribuições	**2.227.579**	**37,68**	**2.495.067**	**44,20**
Federais	1.656.799	28,03	1.962.040	34,76
Estaduais	568.769	9,62	530.757	9,40
Municipais	2.011	0,03	2.270	0,04
Remuneração de Capitais de Terceiros	**1.010.537**	**17,09**	**703.724**	**12,47**
Juros	990.235	16,75	680.204	12,05
Aluguéis	20.302	0,34	23.520	0,42
Remuneração de Capitais Próprios	**2.316.273**	**39,19**	**2.088.965**	**37,00**
Juros Sobre Capital Próprio	195.407	3,31	140.367	2,49
Dividendos	992.041	16,78	1.030.000	18,25
Lucros Retidos	1.128.825	19,10	918.598	16,26
	5.911.185	**100,00**	**5.645.290**	**100,00**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Cemig Geração e Transmissão S.A. ("Companhia" ou "Cemig Geração e Transmissão") é uma Sociedade Anônima de Capital Aberto, subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais ("Cemig"), constituída em 8 de setembro de 2004 e com início das suas operações a partir de 1º de janeiro de 2005, como resultado do processo de desmembramento das atividades da Cemig. Suas ações não são negociadas em bolsa de valores. A Companhia é uma entidade domiciliada no Brasil, com endereço na Av. Barbacena, 1.200 – Belo Horizonte / MG.

A Companhia tem por objeto social: (i) estudar, planejar, projetar, construir, operar e explorar Sistemas de Geração, Transmissão e Comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe tenham sido, ou venham a ser, concedidos, por qualquer título de direito ou a empresas das quais mantenha o controle acionário; (ii) desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; (iii) prestar serviço de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no brasil e no exterior e (iv) exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social.

A Companhia possui participação em 60 Usinas, sendo 56 Usinas Hidrelétricas, 3 Eólicas e 1 Termelétrica e Linhas de Transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão (informações não auditadas pelos auditores independentes).

Em 31 de dezembro de 2015, o Passivo Circulante da Companhia excedeu o Ativo Circulante em R$743.176. Esse excesso foi decorrente, principalmente, de novos financiamentos obtidos com vencimento no curto prazo para viabilizar o Programa de Investimentos da Companhia e transferência de debêntures do longo para o curto prazo. A Administração da Companhia monitora seu fluxo de caixa e, nesse sentido, avalia medidas visando a adequação de sua atual situação patrimonial aos patamares considerados adequados para fazer face às suas necessidades, dentre as quais destacamos as renegociações de financiamentos ou novas captações no mercado previstas para 2016 para cumprir as suas obrigações de curto prazo.

Cabe destacar que a Companhia apresentou fluxo de caixa operacional positivo nas suas operações de R$1.896.678 em 2015 e R$2.873.823 em 2014.

A Companhia possui participação societária nas seguintes Controladas e Controladas em conjunto:

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, por meio da Usina Hidrelétrica Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. A Usina iniciou as operações em 2009;

- Baguari Energia S.A. ("Baguari Energia") (Controlada em conjunto) - Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de sua participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia – 49,00% e Neoenergia – 51,00%), localizada no Rio Doce, em Governador Valadares, Estado de Minas Gerais. A Usina iniciou as operações de suas unidades entre setembro de 2009 e maio de 2010;

- Central Eólica Praias de Parajuru S.A. ("Central Eólica Praias de Parajuru") (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Beberibe, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em agosto de 2009;

- Central Eólica Praias do Morgado S.A. ("Central Eólica Praias do Morgado") (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em maio de 2010;

- Central Eólica Volta do Rio S.A. ("Central Eólica Volta do Rio") (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da Usina Eólica localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em setembro de 2010;

- Hidrelétrica Pipoca S.A. ("Hidrelétrica Pipoca") (Controlada em conjunto) - Produção independente de energia elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais. A hidrelétrica iniciou operação em outubro de 2010;

- Madeira Energia S.A. ("Madeira") (Controlada em conjunto) – Implementação, construção, operação e exploração da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio por meio da seguinte Sociedade, por ela, controlada: Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia, e entrou em operação comercial em março de 2012. Mais detalhes ver Nota Explicativa nº 13;

- Lightger S.A. ("Light Ger") (Controlada em conjunto) - Produção independente de Energia Elétrica , mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Paracambi, localizada no rio Ribeirão das Lages no município de Paracambi, Estado do Rio de Janeiro. A entrada em operação ocorreu em maio de 2012;

- Renova Energia S.A. ("Renova") (Controlada em conjunto) – Sociedade de capital aberto, atua no desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes renováveis - eólica, pequenas centrais hidrelétricas ("PCHs") e solar, e na comercialização de energia a atividades relacionadas;

- Retiro Baixo Energética S.A. ("RBE") (Controlada em conjunto) - A RBE é titular da concessão de exploração da Usina Hidrelétrica de Retiro Baixo, localizada no rio Paraopeba, na bacia do rio São Francisco, entre os municípios de Curvelo e Pompeu, Estado de Minas Gerais. A usina possui potência instalada de 83,7 MW e energia assegurada de 38,5 MW médios;

- Aliança Norte Energia Participações S.A. ("Aliança Norte") (Controlada em conjunto) Sociedade de Propósito Específico (SPE), constituída pela Cemig Geração e Transmissão, que detém 49,9% de participação, e a Vale S.A, que detém os 50,1% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9%, na participação da Norte Energia S.A. ("NESA"), empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte ("UHE Belo Monte"), no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará. A primeira turbina da usina de Belo Monte entrou em operação em 20 de abril de 2016 e a segunda turbina entrou em operação em 16 de julho de 2016.
- Aliança Geração de Energia S.A. ("Aliança") (Controlada em conjunto) - sociedade por ações de capital fechado, criada pela , Cemig GT e Vale S.A. para se tornar uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pelas partes em consórcios de geração, e investimentos em futuros projetos de geração elétrica. As duas partes subscreveram suas ações na empresa, na forma de suas participações nos seguintes ativos de geração: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I e II, Aimorés e Candonga. Com esses ativos a companhia tem uma capacidade instalada de geração hidrelétrica em operação de 1.158 MW (652 MW médios), entre outros projetos de geração. Vale e Cemig GT, detêm 55% e 45% do capital total, respectivamente.

Controladas e Controladas em Conjunto em fase pré-operacional:

- Guanhães Energia S.A. ("Guanhães Energia") (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães; e Fortuna II, localizada no Município de Virginópolis. Todas no Estado de Minas Gerais. As obras civis encontram-se 97% concluídas e o início da geração comercial está previsto para abril de 2017;

- Cemig Baguari Energia S.A. ("Cemig Baguari") (Controlada) – Produção e a comercialização de energia elétrica em Regime de produção independente em futuros Empreendimentos;

- Amazônia Energia Participações S.A ("Amazônia Energia") (Controlada em conjunto) – Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada pela Cemig Geração e Transmissão, que detém 74,50% de participação, e a Light, que detém os 25,50% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9,77% na participação da Norte Energia S.A. ("NESA"), empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte ("UHE Belo Monte"), no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará. A primeira turbina da usina de Belo Monte entrou em operação em 20 de abril de 2016 e a segunda turbina entrou em operação em 16 de julho de 2016.

2. BASE DE PREPARAÇÃO

2.1 Declaração de Conformidade

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas em conformidade com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BRGAAP"), que compreendem a legislação societária, os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

Todas as informações relevantes utilizadas pela Administração na gestão da Companhia estão evidenciadas nestas Demonstrações Financeiras.

As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, como originalmente emitidas, tiveram sua emissão autorizada pela Administração da Companhia em 29 de março de 2016. Estas demonstrações financeiras, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, reapresentadas, foram aprovadas pela Administração da Companhia em 11 de novembro de 2016 e refletem o efeito de ajustes nas demonstrações financeiras descritos na Nota Explicativa nº 2.8.

2.2 Bases 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 e instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros mantidos para negociação mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros da concessão mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalente ao valor justo.

2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas Demonstrações Financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma.

2.4 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das Demonstrações Financeiras, de acordo com as normas IFRS e as normas do CPC exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua, utilizando como referência a experiência histórica e também alterações relevantes de cenário que possam afetar a situação patrimonial e o resultado da Companhia nos itens aplicáveis. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As principais estimativas e julgamentos relacionados às Demonstrações Financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Nota 7 – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa;
- Nota 10 – Imposto de Renda e Contribuição Social;
- Nota 12 – Ativos Financeiros da concessão;
- Nota 13 – Investimentos;
- Nota 14 – Imobilizado;
- Nota 15 – Intangíveis;
- Nota 14 – Depreciação;
- Nota 15 – Amortização;
- Nota 20 – Obrigações Pós-Emprego;
- Nota 21 – Provisões;

- Nota 23 – Fornecimento não Faturado de Energia Elétrica; e
- Notas 27 e 28 – Instrumentos Financeiros Derivativos e Mensuração pelo Valor Justo.

2.5 Normas, interpretações e modificações que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015 com possíveis impactos para a Companhia

As seguintes normas e alterações de normas entraram em vigor no exercício:

- Alterações à IAS 19/CPC 33 (R1) – Planos de Benefícios Definidos: Contribuições dos Empregados;

- Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2010-2012 e Ciclo de IFRSs 2011-2013.

A aplicação dessas alterações não teve impacto relevante sobre as divulgações ou os valores reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

2.6 Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas com possíveis impactos para a Companhia

Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016:

- Alterações à IFRS 11/CPC 19 (R2) – Acordo contratual conjunto – fornecem instruções de como contabilizar a aquisição de um negócio em conjunto que constitua um "negócio", conforme a definição dada pela IFRS 3/CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios;

- Alterações à IAS 1 – Iniciativa de Divulgação – oferecem orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade na prática;

- Alterações à IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – Esclarecimento dos métodos de depreciação e amortização aceitáveis;

- As alterações à IFRS 5 introduzem orientações específicas com relação a quando uma entidade reclassifica um ativo (ou grupo de alienação) de "mantido para venda" para "mantido para distribuição para titulares" (ou vice-versa);

- As alterações à IFRS 7 fornecem orientações adicionais para esclarecer se um contrato de serviços constitiu envolvimento contínuo em um ativo transferido para fins das divulgações necessárias com relação a ativos transferidos;

- As alterações à IAS 19 esclarecem que a taxa utilizada para desconto de obrigações de benefício pós-aposentadoria deve ser determinada com base nos rendimentos de mercado no final do período de reporte com relação a títulos corporativos de alta qualidade.

Os impactos da aplicação desses pronunciamentos em vigor não foram significativos para a Companhia.

Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2017:

- Alterações ao IAS 12 - Reconhecimento de ativos fiscais diferidos para perdas não realizadas;

- Iniciativa de Divulgação (Alterações ao IAS 7) - altera o IAS 7 Demonstração dos Fluxos de Caixa Para esclarecer que as entidades devem fornecer divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações em passivos provenientes de atividades de financiamento. Aplicável a períodos anuais com início em ou após 1 de janeiro de 2017.

Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018:

- Alterações à IFRS 10 e IAS 28 – Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e sua Coligada ou *Joint Venture* – tratam de situações que envolvem a venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou joint venture;

- IFRS 9 – Instrumentos Financeiros – estabelece que todos os ativos financeiros reconhecidos que estão inseridos no escopo da IAS 39 (equivalente ao CPC 38) sejam subsequentemente mensurados ao custo amortizado ou valor justo.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o IFRS 9 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39/CPC 38.

- IFRS 15 – Receitas de Contratos com clientes – em maio de 2014, a IFRS 15 foi emitida e estabeleceu um modelo simples e claro para as empresas utilizarem na contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes. A IFRS 15 substituirá as orientações atuais de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, quando se tornar efetiva.

Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019:

- IFRS 16 – Arrendamento mercantil – com essa nova norma, os arrendatários passam a ter que reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento mercantil, inclusive os atualmente classificados como arrendamentos operacionais.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC ainda não editou os respectivos pronunciamentos e modificações correlacionados às normas apresentadas acima, com data de adoção para 2018 e 2019. Em decorrência do compromisso do CPC e da Comissão de Valores Mobiliários – CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo IASB é esperado que esses pronunciamentos e modificações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM até a data de sua aplicação obrigatória. A Companhia ainda está avaliando os impactos que estas novas normas e alterações de normas existentes terão sobre os valores e divulgações apresentados nas suas Demonstrações Financeiras.

2.7 Principais Práticas Contábeis

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas Demonstrações Financeiras.

As políticas contábeis referentes às atuais operações da Companhia e aplicadas de maneira consistente pelas entidades do grupo são como segue:

a) Instrumentos Financeiros

Ativos financeiros não derivativos – A Companhia reconhece os Empréstimos e Recebíveis e Depósitos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) são reconhecidos inicialmente ao valor justo na data da negociação na qual a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventual participação que seja criada ou retida pela Companhia nos ativos financeiros é reconhecida como um ativo ou passivo individual.

Os ativos ou passivos financeiros são compensados, e o valor líquido apresentado no Balanço Patrimonial, somente quando a Companhia tenha o direito legal de compensar os valores e a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

A Companhia tem os seguintes ativos financeiros não derivativos: Caixa e Depósitos Bancários, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários mantidos para negociação, mensurados ao valor justo por meio do resultado; Títulos e Valores Mobiliários mantidos até o vencimento, mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva; Créditos com Consumidores, Revendedores e Concessionários de Transporte de Energia, Fundos Vinculados e Depósitos Vinculados a Litígios, reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos; Ativos Financeiros da Concessão abarcados pela Lei nº 12.783, mensurados ao valor novo de reposição (VNR), equivalente ao valor justo.

Passivos financeiros não derivativos – A Companhia reconhece títulos de dívida emitidos inicialmente na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou expiradas.

A Companhia tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures, Fornecedores e outras Contas a Pagar. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

Passivos financeiros referentes a opções de venda – São mensurados pelo valor justo mediante a utilização do fluxo de caixa descontado. A Companhia efetuou o cálculo do valor justo dessas opções pelo montante do preço de exercício estimado na data de exercício deduzido do valor justo das ações objeto da opção de venda, também estimado na data do exercício da opção, ambos trazidos a valor presente na data destas Demonstrações Financeiras.

Capital Social – As Ações são classificadas como Patrimônio Líquido. Os dividendos mínimos obrigatórios, conforme definido em Estatuto, são reconhecidos como passivo.

Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado – Um ativo financeiro é classificado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação, ou seja, designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os ativos financeiros são designados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia tais investimentos e toma decisões de compra e venda baseadas em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e a estratégia de investimentos da Companhia. Os custos da transação são reconhecidos no resultado como incorridos. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado são medidos pelo valor justo, e mudanças no valor justo desses ativos são reconhecidas no resultado do exercício. Foram considerados nessa categoria os Títulos e Valores Mobiliários.

Instrumentos financeiros disponíveis para venda – Um ativo financeiro é classificado como disponível para venda quando o propósito para o qual foi adquirido não é aplicação de recursos para obter ganhos de curto prazo, bem como não há a intenção de manter as aplicações até o vencimento ou ainda quando não estão enquadrados nas demais categorias. Encontram-se nesta categoria os ativos financeiros das concessões de transmissão que foram abarcados pela Lei nº 12.783. São mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalentes ao valor justo na data destas Demonstrações Financeiras. Mais detalhes no item (g) Ativos Vinculados à Concessão.

Empréstimos e recebíveis – são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

Os empréstimos e recebíveis abrangem Equivalentes de Caixa, Consumidores e Revendedores, Ativos Financeiros da Concessão não abarcados pela Lei nº 12.783, depósitos vinculados a litígios e Revendedores – Transações com Energia Livre.

Caixa e Equivalentes de Caixa abrangem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais são sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Caixa e Equivalentes de Caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e não para investimento ou outros fins.

Ativos Financeiros não abarcados pela Lei nº 12.783 são mensurados pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado e classificados como empréstimos e recebíveis. Mais detalhes no item (g) Ativos Vinculados à Concessão.

b) Moeda estrangeira e operações no exterior

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidas para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o custo amortizado da moeda funcional no começo do período, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o período, e o custo amortizado em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do período de apresentação. Ativos e passivos não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes na reconversão são reconhecidas no resultado. Itens não monetários que sejam medidos em termos de custos históricos em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio apurada na data da transação.

Os ganhos e as perdas decorrentes de variações de moedas estrangeiras referentes à controlada em conjunto Transchile (cuja moeda funcional é o dólar norte-americano) são reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido na conta de Ajuste Acumulado de Conversão e reconhecidos no demonstrativo de resultado quando esses investimentos forem alienados, total ou parcialmente. As Demonstrações Financeiras de controlada no exterior são ajustadas às práticas contábeis brasileiras e internacionais e, posteriormente, convertidas para reais utilizando-se as práticas mencionadas no parágrafo acima.

c) Consumidores e Revendedores, Concessionários - Transporte de Energia e Revendedores – Transações com Energia Livre

As contas a receber de Consumidores, Revendedores e Concessionários – Transporte de Energia – são registradas inicialmente pelo valor justo, faturado e não faturado, e, subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado. Inclui os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia, menos os impostos retidos na fonte, os quais são considerados créditos tributários.

A Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa é feita com base em uma análise individual dos devedores e das iniciativas em andamento para recebimento dos créditos.

d) Estoques

Os Estoques são mensurados pelo menor valor entre o custo e o valor realizável líquido. O custo dos estoques é baseado no princípio do custo médio de aquisição e inclui gastos incorridos na aquisição de estoques e outros custos incorridos em trazê-los às suas localizações e condições existentes. Os materiais em estoque são classificados no Ativo Circulante não sendo depreciados ou amortizados e os materiais destinados a obras são classificados no Ativo Imobilizado ou Intangível.

O valor realizável líquido é o preço estimado de venda no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e despesas de vendas.

e) Investimentos

Nas Demonstrações Financeiras da Companhia as informações financeiras de controladas e controladas em conjunto que se caracterizam como "*joint ventures*" são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Os investimentos da Companhia incluem o ágio identificado nas aquisições, líquido de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

Quando a Companhia realiza uma transação para a contribuição de ativos não monetários que representem um negócio para uma joint venture, os lucros e prejuízos resultantes da transação (pela mensuração dos ativos contribuídos ao valor justo) são reconhecidos nas demonstrações financeiras somente na extensão das participações na joint venture que não sejam relacionadas à Companhia.

f) Arrendamento Operacional

Pagamentos efetuados sob um contrato de Arrendamento Operacional são reconhecidos como despesas na Demonstração de Resultados em bases lineares pelo prazo do contrato de arrendamento.

g) Ativos Vinculados à Concessão

A Companhia não adotou de forma retroativa o ICPC 01 (IFRIC 12) em função do volume e idade dos ativos. Dessa forma, foram utilizados na adoção inicial os saldos contábeis dos ativos.

Nesses casos, os ativos foram integralmente alocados como um ativo financeiro tendo em vista que não existe risco de demanda na atividade de transmissão e que a receita decorre apenas da disponibilização da rede.

Uma vez que os contratos de transmissão determinam que os concessionários possuem um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente, ou em nome, do poder concedente, para as novas concessões de transmissão, a companhia registra um ativo financeiro, durante o período da construção das linhas, a receita de transmissão a ser recebida durante todo o período da concessão, a valor justo.
Dos valores faturados de Receita Anual Permitida (RAP), a parcela referente ao valor justo da operação e manutenção dos ativos é registrada em contrapartida ao resultado do exercício e a parcela referente à receita de construção, registrada originalmente quando da formação dos ativos, é utilizada para a baixa do ativo financeiro.

As adições por expansão e reforço geram fluxo de caixa adicional e, portanto, esse novo fluxo de caixa é incorporado ao saldo do ativo financeiro.

Em função da aceitação dos termos de renovação das concessões de transmissão antigas, conforme descrito em mais detalhes na nota explicativa nº 3, a maior parte dos ativos de transmissão das concessões antigas será objeto de indenização pelo Poder Concedente, motivo da baixa em 31 de dezembro de 2012 e constituição de um contas a receber correspondente à indenização estimada a ser recebida.

h) Ativos Intangíveis

Os Ativos Intangíveis compreendem os ativos referentes aos contratos de concessão de serviços e softwares.

Os seguintes critérios são aplicados em caso de ocorrência: (i) Ativos intangíveis adquiridos de terceiros: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização; (ii) Ativos intangíveis gerados internamente: são reconhecidos como ativos na fase de desenvolvimento desde que seja demonstrada a sua viabilidade técnica de utilização e se os benefícios econômicos futuros forem prováveis. São mensurados pelo custo, deduzidos da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável.

Os juros e demais encargos financeiros incorridos de financiamentos vinculados às obras em andamento são apropriados ao ativo intangível em curso e consórcios durante o período de construção.

Para aqueles recursos que foram captados especificamente para determinadas obras, a alocação dos encargos é feita de forma direta para os ativos financiados. Para os demais empréstimos e financiamentos que não estão vinculados diretamente a obras específicas, é estabelecida uma taxa média ponderada para a capitalização dos custos desses empréstimos.

Para os Ativos Intangíveis vinculados à concessão, são adotados os procedimentos mencionados no item "ativos vinculados à concessão" acima.

i) Imobilizado

Os bens do Ativo Imobilizado são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, incluindo custo atribuído, encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada. O custo inclui os gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. Para os ativos construídos pela Companhia são incluídos o custo de materiais e mão de obra direta, além de outros custos para colocar o ativo no local e condição necessários para que estejam em condições de operar de forma adequada.

Os gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados aos gastos serão auferidos pela Companhia.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado, sendo que os gastos com reparos e manutenções são integralmente registrados em contrapartida ao resultado do exercício.

A depreciação e a amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcio pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL, que refletem a vida útil estimada dos bens, para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica.

As principais taxas de depreciação dos ativos do Imobilizado estão demonstradas na Nota Explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras.

Os ativos que não serão depreciados até o final da concessão serão revertidos para o Poder Concedente com a indenização dessa parcela não depreciada, que é classificada como Ativo Financeiro da Concessão.

Os juros e demais encargos financeiros incorridos de financiamentos vinculados às obras em andamento são apropriados às imobilizações em curso e consórcios durante o período de construção.

Para aqueles recursos que foram captados especificamente para determinadas obras, a alocação dos encargos é feita de forma direta para os ativos financiados. Para os demais empréstimos e financiamentos que não estão vinculados diretamente a obras específicas, é estabelecida uma taxa média ponderada para a capitalização dos custos desses empréstimos.

O valor residual é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, pois, conforme estabelecido em contrato assinado entre a Companhia e a União, ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará a Companhia pelos ativos ainda não totalmente depreciados. Nos casos em que não há indenização no final da concessão, não é reconhecido qualquer valor residual e são ajustadas as taxas de depreciação para que todos os ativos sejam depreciados dentro da concessão.

j) Redução ao valor recuperável

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

A Companhia considera evidência de perda de valor para recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Todos os recebíveis individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração quanto às premissas se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

Uma redução do valor recuperável com relação a um ativo financeiro medido pelo custo amortizado é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada no resultado.

Ativos não financeiros – Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia, que não os Estoques e Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos, são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável.

Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é mensurado na data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Os ativos do Imobilizado e do Intangível têm o seu valor recuperável testado caso haja indicadores de perda de valor.

k) Benefícios a Empregados

Planos de contribuição definida – Um plano de contribuição definida é um plano de benefícios pós-emprego sob o qual uma entidade paga contribuições fixas para uma entidade separada (Fundo de previdência) e não terá nenhuma obrigação legal ou construtiva de pagar valores adicionais. As obrigações por contribuições aos planos de pensão de contribuição definida são reconhecidas como despesas de benefícios a empregados no resultado nos períodos durante os quais serviços são prestados pelos empregados. Contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo mediante a condição de que haja o ressarcimento de caixa ou a redução em futuros pagamentos esteja disponível.

Planos de benefício definido – Um plano de benefício definido é um plano de benefício pós-emprego que não o plano de contribuição definida. A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de pensão de benefício definido é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores; aquele benefício é descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das Demonstrações Financeiras para os títulos de dívida de primeira linha e cujas datas de vencimento se aproxime das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos. O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados e perdas atuariais líquidas não reconhecidas e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio que se aplicam a qualquer plano na Companhia. Um benefício econômico está disponível à Companhia se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano.

Custo do serviço passado é a mudança no valor presente da obrigação de benefício definido, resultante de alteração ou redução (encurtamento) do plano. A entidade deve reconhecer o custo do serviço passado como despesa na data em que ocorrer primeiro uma das seguintes opções: (a) quando ocorrer a alteração do plano; e (b) quando a entidade reconhecer os custos de reestruturação correspondentes ou os benefícios rescisórios.

Nos casos de obrigações com aposentadorias, o passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido é o maior valor entre a dívida pactuada com a fundação para amortização das obrigações atuariais e o valor presente da obrigação atuarial, calculada através de laudo atuarial, deduzida do valor justo dos ativos do plano. Nos exercícios apresentados, a dívida pactuada com a fundação é superior aos valores do passivo líquido. Neste caso, o valor registrado no resultado anualmente corresponde efetivamente aos encargos e variação monetária dessa dívida, alocado como despesa financeira da Companhia.

Outros benefícios de longo prazo a empregados – A obrigação líquida da Companhia com relação a benefícios a empregados que não os planos de pensão é o valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelo serviço prestado no ano corrente e em anos anteriores. Aquele benefício é descontado para apurar o seu valor presente, e o valor justo de quaisquer ativos relacionados é deduzido. O cálculo é realizado através do método de crédito unitário projetado. Quaisquer ganhos e perdas atuariais são reconhecidos no resultado no período em que surgem.

Os procedimentos mencionados anteriormente são utilizados para as obrigações atuariais com plano de saúde, seguro de vida e plano odontológico.

Benefícios de término de vínculo empregatício – Os benefícios de término de vínculo empregatício são reconhecidos como uma despesa quando a Companhia está comprovadamente comprometida, sem possibilidade realista de retrocesso, com um plano formal detalhado para rescindir o contrato de trabalho antes da data de aposentadoria normal ou prover benefícios de término de vínculo empregatício em função de uma oferta feita para estimular a demissão voluntária. Os benefícios de término de vínculo empregatício por demissões voluntárias são reconhecidos como despesa caso a Companhia tenha feito uma oferta de demissão voluntária, seja provável que a oferta será aceita, e o número de funcionários que irão aderir ao programa possa ser estimado de forma confiável.

Benefícios de curto prazo a empregados – Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas conforme o serviço relacionado seja prestado.

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável. A Participação nos Lucros prevista no Estatuto Social é provisionada em conformidade ao acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos empregados na rubrica Participação dos Empregados e Administradores no Resultado.

l) Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou construtiva, como resultado de um evento passado, que possa ser estimada de maneira confiável e que seja provável que um recurso econômico venha a ser requerido para saldar a obrigação.

Contratos Onerosos – Uma provisão para contratos onerosos é reconhecida quando os benefícios esperados a serem derivados de um contrato são menores que o custo inevitável de atender as obrigações da concessão. A provisão é mensurada a valor presente pelo menor valor entre o custo esperado de se rescindir o contrato de concessão e o custo líquido esperado de continuar com o mesmo.

m) Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda e a Contribuição Social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R$240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de Contribuição Social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no Patrimônio Líquido ou em outros Resultados Abrangentes.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável do exercício, a taxas de impostos vigentes ou substantivamente vigentes na data de apresentação das Demonstrações Financeiras.
O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas revertem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das Demonstrações Financeiras.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Um ativo de Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido é reconhecido por diferenças temporárias dedutíveis e prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social não utilizados quando é provável que lucros futuros sujeitos à tributação estarão disponíveis e contra os quais serão utilizados.

Ativos de Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

n) Receita Operacional

De forma geral, para os negócios da Companhia no setor elétrico, telecomunicações e outros, as receitas são reconhecidas quando existem evidências convincentes de acordos, quando ocorre a entrega de mercadorias ou quando os serviços são prestados, os preços são fixados ou determináveis, e o recebimento é razoavelmente assegurado, independente do efetivo recebimento do dinheiro.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia comercializada e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando há o fornecimento de energia elétrica. O faturamento é feito em bases mensais. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final do mês. As diferenças entre os valores estimados e os realizados não têm sido relevantes e são contabilizadas no mês seguinte.

O fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrado quando ocorre o fornecimento e é faturado mensalmente, de acordo com o reembolso definido pelo contrato de concessão.

Para as concessões de transmissão, é registrado no resultado mensalmente o valor justo da operação e manutenção das linhas de transmissão e a remuneração do ativo financeiro.

Os serviços prestados incluem encargos de conexão e outros serviços relacionados e as receitas são contabilizadas quando os serviços são prestados.

o) Receitas e Despesas Financeiras

As Receitas Financeiras referem-se principalmente a receita de aplicação financeira, acréscimos moratórios em contas de energia elétrica, juros sobre ativos financeiros da concessão e juros sobre outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos.

As Despesas Financeiras abrangem encargos de dívidas, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os custos dos empréstimos, não capitalizados, são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.

p) Resultado por Ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado atribuível aos acionistas, com base na média ponderada das ações em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da referida média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluído nos períodos apresentados.

q) Informação por Segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pelo Presidente da Companhia (CEO) para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados ao CEO incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem principalmente ativos corporativos e as despesas da sede.

Os gastos de capital por segmento são os custos totais incorridos durante o período para a aquisição de Ativo Financeiro da Concessão, Intangível, Imobilizado, e Ativos Intangíveis que não ágio.

r) Demonstrações de Valor Adicionado

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada pela Companhia, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras e como informação suplementar às demonstrações financeiras pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

s) Determinação do ajuste a valor presente

A Companhia aplicou o ajuste a valor presente sobre determinados contratos de concessão onerosa e também sobre o saldo de debêntures emitidas pela Companhia. Foram utilizadas taxas de desconto compatíveis com o custo de captação de recursos em operações com o mesmo prazo na data das operações ou da transação para os IFRS, o que representa, em nossa estimativa, um percentual de 12,50%, incluindo a inflação prevista.

2.8 Reapresentação das Demonstrações Financeiras

A Companhia está reapresentando as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 em função dos seguintes fatos ocorridos após a data de aprovação para a emissão das demonstrações financeiras originalmente emitidas em 29 de março de 2016 e a data de 11 de novembro de 2016:

1. Em decorrência das conclusões e resultados identificados pela investigação independente, contratada pela Eletrobrás em empreendimentos que possui participação, foi identificada a necessidade de ajuste nas demonstrações financeiras da Norte Energia S.A., investimento no qual a Cemig GT possui participação minoritária, cujo impacto na Cemig GT foi o registro de uma despesa R$21.390 reconhecida no resultado com equivalência patrimonial no exercício findo em 31 de dezembro de 2015 em atendimento às determinações do IAS-8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro. Mais informações na nota explicativa 13.

2. No contexto da reapresentação destas demonstrações financeiras, o lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2016 no montante de R$2.337.663 foi alterado para R$2.316.273. Desta forma, a Reserva de Retenção de Lucros em 31 de dezembro de 2015 foi alterada de R$1.187.281 para R$1.176.586.

Os efeitos nas demonstrações financeiras da Companhia são conforme segue:

Balanço Patrimonial	Nota	2015	Ajustes	2015 Reapresentado
Ativo				
Não Circulante				
Investimentos	13	5.773.838	(21.390)	5.752.448
Total do Não Circulante		**11.853.135**	**(21.390)**	**11.831.745**
Total do Ativo		**15.369.754**	**(21.390)**	**15.348.364**
Passivo				
Circulante				
Juros sobre capital próprio e Dividendos a Pagar	22	728.832	(10.695)	718.137
Total do Circulante		**4.270.490**	**(10.695)**	**4.259.795**
Total do Passivo		**10.675.247**	**(10.695)**	**10.664.552**
Patrimônio Líquido				
Reserva de Lucros	22	2.496.574	(10.695)	2.485.879
Total do Patrimônio Líquido		**4.694.507**	**(10.695)**	**4.683.812**
Total do Passivo e Patrimônio Líquido		**15.369.754**	**(21.390)**	**15.348.364**

Demonstração do Resultado	2015	Ajustes	2015 Reapresentado
Resultado de Equivalência Patrimonial	38.125	(21.390)	16.735
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	**4.011.136**	**(21.390)**	**3.989.746**
Resultado antes dos Impostos	**3.225.642**	**(21.390)**	**3.204.252**
Resultado do Exercício	**2.337.663**	**(21.390)**	**2.316.273**

Demonstração dos Resultados Abrangentes	2015	Ajustes	2015 Reapresentado
Resultado do Exercício	2.337.663	(21.390)	2.316.273
Resultado Abrangente do Exercício	**2.268.330**	**(21.390)**	**2.246.940**

Demonstração do Fluxo de Caixa	2015	Ajustes	2015 Reapresentado
Resultado do Exercício	2.337.663	(21.390)	2.316.273
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa e equivalentes de caixa			
Resultado de Equivalência Patrimonial	38.125	(21.390)	16.735

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	2015	Ajustes	2015 Reapresentado
Lucros Acumulados			
Resultado do Exercício	2.337.663	(21.390)	2.316.273
Reservas de Lucros			
Retenção de Lucros	1.187.281	(10.695)	1.176.586
Total das Reservas de Lucros	**2.496.574**	**(10.695)**	**2.485.879**

Demonstração do Valor Adicionado	2015	Ajustes	2015 Reapresentado
Resultado de Equivalência Patrimonial	38.125	(21.390)	16.735
Valor Adicionado a Distribuir	**5.932.575**	**(21.390)**	**5.911.185**
Remuneração de Capitais Próprios	**2.337.663**	**(21.390)**	**2.316.273**
Dividendos	1.002.736	(10.695)	992.041
Lucros Acumulados	1.139.520	(10.695)	1.128.825
Distribuição do Valor Adicionado	**5.932.575**	**(21.390)**	**5.911.185**

3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES

A Cemig Geração e Transmissão, incluindo as participações em consórcio e as controladas integrais, detêm junto à ANEEL, as concessões e autorizações:

	Localização	Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
GERAÇÃO			
Usinas Hidrelétricas (1)			
São Simão (*)	Rio Paranaíba	01/1965	01/2015
Emborcação	Rio Paranaíba	07/1975	07/2025
Nova Ponte	Rio Araguari	07/1975	07/2025
Jaguara (*)	Rio Grande	08/1963	08/2013
Miranda	Rio Araguari	12/1986	12/2016
Três Marias (2)	Rio São Francisco	04/1958	07/2015
Volta Grande	Rio Grande	02/1967	02/2017
Irapé	Rio Jequitinhonha	01/1999	02/2035
Aimorés (1)	Rio Doce	07/2000	12/2035
Salto Grande (2)	Rio Santo Antônio	10/1963	07/2015
Funil (1)	Rio Grande	10/1964	12/2035
Queimado (1)	Rio Preto	11/1997	01/2033
Itutinga (2)	Rio Grande	01/1953	07/2015
Camargos (2)	Rio Grande	08/1958	07/2015
Porto Estrela (1)	Rio Santo Antônio	05/1997	07/2032
Igarapava (1)	Rio Grande	05/1995	12/2028
Piau (2)	Rio Piau / Pinho	10/1964	07/2015
Gafanhoto (2)	Rio Pará	09/1953	07/2015
UHE Baguari	Rio Doce	08/2006	08/2041
Outras	Diversas	Diversas	Diversas
Usina Eólica (1)			
Morro do Camelinho	Gouveia - MG	03/2000	01/2017
Usinas Termelétricas (1)			
Igarapé	Juatuba - MG	01/2001	08/2024

(1) As capacidades instaladas demonstradas referem-se às participações da Companhia nos empreendimentos em consórcio com a iniciativa privada. Vide mais informações na Nota Explicativa nº 14.

(2) Após o vencimento destas concessões, as usinas foram operadas de forma assistida pela Cemig GT até a assinatura, em jan/2015, dos novos contratos de concessão que permitem a exploração das concessões até jan/2045.

(*) Não foi considerada a prorrogação da concessão conforme previsto no Contrato de Concessão. Vide detalhes nesta nota

Atividade de geração eólica é concedida mediante autorização.

	Localização	Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
TRANSMISSÃO			
Rede Básica	Minas Gerais	07/1997	12/2042
Subestação – SE Itajubá	Minas Gerais	10/2000	10/2030

Conforme tabela na Nota Explicativa nº 12, ocorreu em julho de 2015 o vencimento de 13 concessões de geração da Companhia.

Concessões de Geração

No negócio de geração, a Companhia vende energia através de leilões para as distribuidoras atenderem às demandas de seu mercado cativo e vende energia a consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"). No ACL, a energia é negociada através das concessionárias de geração, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCH"), auto geradores, comercializadores e importadores de energia.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda excede a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento tenha sido iniciado após julho de 1995.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao mercado regulado após o período de cinco anos da comunicação desta intenção ao distribuidor de sua região. Esta comunicação prévia procura assegurar à distribuidora um período necessário para comprar energia adicional para suprir a reentrada de consumidores livres no mercado regulado. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas, diferentemente do que ocorre com geradores privados, são obrigados a fazê-lo através de um processo de leilão.

Leilão de Concessões de Geração de Energia Elétrica

Devido à Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei n°12.783/2013, 15 usinas da Cemig GT (Cajuru, Camargos, Gafanhoto, Itutinga, Joasal, Marmelos, Martins, Paciência, Peti, Piau, Salto Grande, Três Marias, Tronqueiras, Dona Rita e Volta Grande), além de Jaguara, São Simão e Miranda, tiveram suas concessões condicionadas a aceitação de tarifas pré-definidas e indenização dos investimentos ainda não amortizados para cada usina. A Cemig GT, à época, não aceitou os termos de renovação.

Em novembro de 2015 a Cemig GT participou do Leilão 12/2015, sendo a vencedora do Lote D, que contemplava 18 usinas, o que inclui 5 (cinco) usinas cuja concessão era anteriormente pertencente à Furnas S.A., totalizando uma garantia física de 420 MW médios, conforme segue:

Central Geradora	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MWmed)
UHE Três Marias	Jan/2045	396,00	239,00
UHE Salto Grande	Jan/2045	102,00	75,00
UHE Itutinga	Jan/2045	52,00	28,00
UHE Camargos	Jan/2045	46,00	21,00
PCH Piau	Jan/2045	18,01	13,53
PCH Gafanhoto	Jan/2045	14,00	6,68
PCH Peti	Jan/2045	9,40	6,18
PCH Tronqueiras	Jan/2045	8,50	3,39
PCH Joasal	Jan/2045	8,40	5,20
PCH Martins	Jan/2045	7,70	1,84
PCH Cajuru	Jan/2045	7,20	2,69
PCH Paciência	Jan/2045	4,08	2,36
PCH Marmelos	Jan/2045	4,00	2,74
PCH Coronel Domiciano (1)	Jan/2045	5,04	3,59
PCH Dona Rita (1)	Jan/2045	2,41	1,03
PCH Ervália (1)	Jan/2045	6,97	3,03
PCH Neblina (1)	Jan/2045	6,47	4,66
PCH Sinceridade (1)	Jan/2045	1,42	0,35
		699,60	**420,27**

1) Usinas cuja concessão era anteriormente pertencente a Furnas, que estarão em regime de operação assistida pela concessionária anterior pelo prazo de 180 dias a contar da data de assinatura dos contratos.

As informações referentes à capacidade instalada, Garantia Física e outras informações operacionais, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de Demonstrações Financeiras, consequentemente não foram examinadas pelos auditores independentes".

A assinatura do contrato dessas usinas permite a exploração da concessão pelos próximos 30 anos e a energia será toda comercializada no Ambiente de Contratação Regulada –("ACR") no Sistema de Cota de Garantia Física – ("CGF" ou "regime de cotas" em 2016 e a partir de 2017 na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no ambiente livre (ACL).

O valor ofertado pelo lote foi de R$498.694 e a bonificação pela outorga por 30 anos de concessão das 18 usinas hidrelétricas foi de R$2.216.353, sendo que 65% foram pagos em 04 de janeiro de 2016 e o valor restante, correspondente a 35%, deverá ser pago em até 180 dias após a assinatura do Contrato de Concessão. O contrato foi assinado em 05 de janeiro de 2016, no Ministério de Minas e Energia.

Renovação das concessões das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e São Simão

A Companhia entende que tem direito à renovação das concessões com base nos termos originais do Contratos de Concessão e encontra-se atualmente em discussão judicial da questão, conforme segue:

Usina Hidrelétrica de Jaguara ("Usina Jaguara")

Conforme previsto no contrato de concessão da Usina Jaguara, a Companhia requereu a renovação da concessão, sendo que o Ministério das Minas e Energia ("MME") indeferiu o requerimento da Companhia por entender que a solicitação foi feita de forma intempestiva em relação aos prazos definidos na Lei nº 12.783/13.

Em 20 de junho de 2013, a Cemig GT obteve liminar no Mandado de Segurança interposto junto ao Superior Tribunal de Justiça ("STJ"), contra ato do MME que não analisou o requerimento de prorrogação do prazo de concessão da Usina Jaguara (424MW, com 336 MW de energia firme), previsto para expirar em 28 de agosto de 2013. A liminar foi deferida pelo Ministro Relator Sérgio Kukina para assegurar que a Cemig GT permanecesse à frente da concessão da Usina Jaguara até o julgamento final da ação. No dia 23 de agosto de 2013 o ministro Sérgio Kunina julgou prejudicado este Mandado de Segurança.

Em 30 de agosto de 2013, a Cemig GT obteve liminar, publicada no dia 03 de setembro de 2013, no novo Mandado de Segurança interposto no STJ, contra decisão do MME que, por meio do Despacho publicado em 23 de agosto de 2013, indeferiu, no mérito, o pedido da Cemig GT para a prorrogação do prazo da concessão da Usina Jaguara, nos termos de seu Contrato de Concessão. A referida liminar assegura que a Cemig GT permanecerá no controle da Usina Jaguara, explorando o serviço público a ela concedido, até o julgamento do processo.

Em 24 de junho de 2015, foi concluído o julgamento do Mandado de Segurança que havia sido impetrado pela Cemig GT. Conforme manifestação dos Ministros que compõem a 1ª Seção do STJ, foram indeferidos os pedidos feitos pela Cemig GT por 6 votos a 2.

Em 22 de setembro de 2015, a Cemig GT ajuizou nova ação cautelar, perante o Supremo Tribunal Federal ("STF"), para manter a titularidade da concessão da usina de Jaguara, sob as bases iniciais do contrato de concessão.

No dia 03 de novembro de 2015 o Ministro Relator do STF publicou Despacho, por meio do qual solicitou às partes manifestação acerca do interesse na realização de audiência de conciliação, diante da complexidade e relevância na discussão do objeto da Ação Cautelar, tendo a Cemig protocolizado sua manifestação de interesse no dia 04 de novembro de 2015.

Em 21 de dezembro de 2015, o Ministro Dias Toffoli, Relator deste processo, deferiu o pedido liminar realizado pela Companhia para que sejam suspensos os efeitos do julgamento da 1ª Seção do STJ, mantendo a Cemig GT na titularidade da concessão da UHE Jaguara, sob as bases iniciais do contrato de concessão, até deliberação em sentido contrário do STF. Em 01 de fevereiro de 2016 foi publicada decisão deferindo a requerida liminar.

No dia 15 de fevereiro de 2016 foi publicado Acórdão no STJ contendo a decisão da 1ª Seção daquele Tribunal, que denegou a segurança e julgou prejudicado o agravo regimental.

Em 22 de fevereiro de 2016, no âmbito do STF, foi proferido despacho pelo Ministro Relator, adiando a continuidade da Audiência de Conciliação entre a Cemig GT e a União, aguardando as partes, neste momento, novo despacho para designação de nova data para a continuidade da aludida audiência de conciliação iniciada em 15 de dezembro de 2015.

Embora tenham sido emitidas decisões contrárias aos pleitos da Companhia relativos aos Mandados de Segurança, a Administração da Companhia permanece confiante em seu direito, amparado em cláusula contratual, na legislação em vigor, e em pareceres emitidos por juristas de renome. A possibilidade de êxito nas discussões judiciais foi considerada possível, pelos assessores legais internos e externos da Companhia.

Considerando o atual status da discussão judicial e amparada pela opinião de seus assessores legais internos e externos, a Companhia reconheceu, em 2015, as receitas e custos operacionais desta usina, em conformidade com as práticas contábeis vigentes, tendo em vista que permaneceu no controle do ativo durante este período.

Usina Hidrelétrica de São Simão ("Usina São Simão")

Em 03 de junho de 2014, a Companhia protocolou pedido de prorrogação da concessão da Usina São Simão uma vez que entende que o respectivo contrato de concessão não se submete às novas regras editadas pela MP 579 (convertida em Lei nº 12.783/2013).

Em 05 de agosto de 2014, a Diretoria da ANEEL decidiu recomendar ao Ministério de Minas e Energia ("MME") que seja negada a renovação da Concessão da Usina São Simão.

Em 29 de agosto de 2014, o Ministro de Estado de Minas e Energia resolveu indeferir o requerimento de prorrogação do prazo de concessão da Usina São Simão, baseado no Parecer n° 559/2014/CONJURMME/CGU/AGU.

Em 10 de setembro de 2014, a Cemig GT protocolou Recurso Hierárquico perante o MME requerendo que o Ministro de Estado de Minas e Energia reconsidere sua decisão e defira o pleito da Companhia apenas com base no Contrato de Concessão, e, sucessivamente, que o recurso seja encaminhado à Presidência da República, para que emita decisão favorável ao pleito da Companhia nos mesmos termos. Este recurso ainda se encontra pendente de apreciação no MME.

Não obstante, em 15 de dezembro de 2014, a Cemig GT impetrou Mandado de Segurança (MS nº 21.465/DF), perante o Superior Tribunal de Justiça ("STJ"), com pedido de medida liminar, contra ato ilegal e violador de direito líquido e certo da impetrante, praticado pelo Exmo. Sr. Ministro de Estado de Minas e Energia, no intuito de obter a prorrogação do prazo de concessão da Usina São Simão com base no Contrato de Concessão.

Em 17 de dezembro de 2014, o Ministro Mauro Campbell deferiu liminar (publicada em 19 de dezembro de 2014) para que a Cemig GT permanecesse no controle da usina, explorando o serviço público a ela concedido, até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança referente à Usina Jaguara, ou, até reexame do pleito ora deferido.

Tendo sido concluído o julgamento do Mandado de Segurança referente à Usina Jaguara pela denegação da segurança, o Ministro Relator revogou a liminar concedida nos autos do Mandado de Segurança referente à Usina São Simão, cuja decisão foi publicada no dia 30 de junho de 2015.

No dia 03 de julho de 2015, a Companhia interpôs Agravo Regimental para que seja exercido o juízo de retratação da decisão agravada pelo Ministro Relator, ou, caso assim não entenda, que seja submetido referido recurso à apreciação da Egrégia 1ª Seção do STJ, para que seja concedida liminar preservando-se a Companhia na titularidade da concessão da Usina São Simão, sob as bases iniciais do Contrato de Concessão.

No dia 10 de julho de 2015, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético oficiou a Cemig GT para se manifestar acerca do interesse da Companhia em permanecer à frente da Usina São Simão, sob as novas bases da Lei nº 12.783/13, até assunção pelo vencedor de nova licitação a ser promovida, tendo em vista a revogação da liminar.

Diante desse fato novo, no dia 22 de julho de 2015, a Cemig GT peticionou ao Exmo. Sr. Ministro Presidente do STJ requerendo o pedido de retratação formulado no bojo do Agravo Regimental, de forma que, reconsiderando a decisão agravada, seja concedida medida liminar, para manter a Companhia na titularidade da concessão da Usina São Simão, sob as bases iniciais do Contrato de Concessão, até que seja julgado definitivamente este Mandado de Segurança, ou, subsidiariamente, que, ao menos, seja atribuído efeito suspensivo ao Agravo Regimental.

No dia 20 de agosto de 2015, foi informado que o MME tomaria as providências para designar a Cemig GT como prestadora do serviço de geração de energia elétrica por meio da Usina São Simão, em regime de cotas, ao argumento de que a revogação da liminar concedida nos autos do Mandado de Segurança possui força executória imediata.

Como resposta, a Cemig GT manifestou interesse em permanecer responsável pela Prestação do Serviço de geração de energia elétrica da Usina São Simão, mas ressaltou que há dúvidas quanto à modalidade e a segurança jurídica desta prestação de serviços, uma vez que a matéria ainda se encontra pendente de decisões judicial e administrativa.

O MME, por meio da Portaria 432/2015, publicada no dia 15 de setembro de 2015, designou a Cemig GT como responsável pela prestação do serviço de geração de energia elétrica, por meio da Usina São Simão, em regime de quotas (sendo responsável pela operação e manutenção da usina, sem, no entanto, ter direito a sua produção de energia, que será alocada aos leilões de energia assegurada) até a assunção do concessionário vencedor da licitação.

Deve ser ressaltado que no âmbito judicial, a Cemig GT impetrou novo Mandado de Segurança em face do Exmo. Ministro do STJ Mauro Campbell Marques, com o fim de anular o ato coator, fazendo prevalecer a medida liminar que autorizou a impetrante, a permanecer à frente da concessão da Usina São Simão sob as bases iniciais do contrato, até que o Mandado de Segurança referente à Usina São Simão seja definitivamente julgado ou, subsidiariamente, até que seja apreciado o mérito do Agravo Regimental.

Em 8 de setembro de 2015, foi publicada decisão do Ministro Relator (Ministro Herman Benjamin) indeferindo o pedido de liminar pleiteado pela Companhia.

Ainda no dia 8 de setembro de 2015 foi interposto Agravo Regimental contra a decisão do Ministro Herman Benjamin que indeferiu o pedido de liminar formulado. Durante a Sessão da Corte Especial do STJ, realizada no dia 4 de novembro de 2015, foi, por unanimidade, negado provimento ao Agravo Regimental, nos termos do voto do Ministro Relator.

No dia 25 de novembro de 2015, o Agravo Regimental interposto pela Cemig GT contra a decisão que cassou a liminar, no auto MS nº 21.465/DF, foi, por unanimidade, indeferido pela 1ª Seção do STJ, tendo sido publicado o referido Acórdão no dia 01 de dezembro de 2015, restando pendente o julgamento de mérito deste Mandado de Segurança.

Embora tenham sido emitidas decisões contrárias aos pleitos da Companhia relativos aos Mandados de Segurança, a Administração da Companhia permanece confiante em seu direito, amparado em cláusula contratual, na legislação em vigor, e em pareceres emitidos por juristas de renome. A possibilidade de êxito nas discussões judiciais foi considerada possível, pelos assessores legais internos e externos da Companhia.

Considerando o atual status da discussão judicial e amparada pela opinião de seus assessores legais internos e externos, a Companhia:

- Reconheceu, até a data de 15 de setembro de 2015, as receitas e custos operacionais desta usina, em conformidade com as práticas contábeis vigentes, tendo em vista que permaneceu no controle do ativo até esta data;
- Considerando os requerimentos da Portaria 432/2015, a partir de 16 de setembro de 2015, cessou o reconhecimento das despesas de depreciação da Usina São Simão, e passou a reconhecer as receitas referentes a prestação de serviços de operação e manutenção da referida usina, de acordo com o regime de quotas;
- Transferiu, em 16 de setembro de 2015 o montante de R$219.869 do seu ativo imobilizado para a rubrica de “Outros ativos de longo prazo”, considerando que ainda está em discussão judicial. Este ativo, com base nos termos do contrato de concessão, é considerado como recuperável por montante superior ao registrado.

Concessões de Transmissão

De acordo com os contratos de concessão de transmissão, a Companhia está autorizada a cobrar a TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kv, denominada Rede Básica.

Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

Para as novas concessões de transmissão, outorgadas após o ano 2000, a parcela dos ativos que não será amortizada durante a concessão é registrada como um Ativo Financeiro, pois existe um direito incondicional de receber caixa ou outro Ativo Financeiro diretamente do poder concedente ao final da vigência do contrato.

Concessões de transmissão renovadas em conformidade à Lei 12.783/13

As concessões de transmissão antigas, outorgadas antes do ano 2000, foram renovadas partir de 1º de janeiro de 2013 em conformidade com a Lei 12.783/13, onde os ativos são pertencentes ao Poder Concedente e a Companhia tem direito a receita, a partir de 2013, pela operação e manutenção desses ativos.

Concessões Onerosas

Na obtenção das concessões para construção de alguns empreendimentos de geração de energia, a Companhia se comprometeu a efetuar pagamentos à ANEEL, ao longo do prazo de vigência do contrato, como compensação pela exploração. As informações das concessões, com os valores a serem pagos, são como seguem:

Empreendimento	Percentual de Participação %	Valor Nominal em 2015	Valor Presente em 2015	Período de Amortização	Índice de Atualização
Irapé	100,00	34.083	13.490	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	82,50	8.705	3.752	01/2004 a 12/2032	IGPM
PCH Salto Morais	100,00	139	124	06/2013 a 07/2020	IPCA
PCH Rio de Pedras	100,00	768	622	06/2013 a 09/2024	IPCA
Diversas PCH's (*)	100,00	4.089	3.246	06/2013 a 08/2025	IPCA

(*) Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo, Xicão

As concessões a serem pagas ao Poder Concedente preveem parcelas mensais com diferentes valores ao longo do tempo. Para fins contábeis e de reconhecimento de custos, em função do entendimento que representam um ativo intangível relacionado ao direito de exploração, são registradas a partir da assinatura dos contratos pelo valor presente da obrigação de pagamento.

As parcelas pagas ao poder concedente em 2015, o valor presente e o valor nominal das parcelas a serem pagas no período de 12 meses são como seguem:

Empreendimento	Percentual de Participação %	Parcelas Pagas em 2015	Valor Presente das parcelas a serem pagas em 12 meses	Valor Nominal das parcelas a serem pagas em 12 meses
Irapé	100,00	1.617	1.652	1.754
Queimado (Consórcio)	82,50	459	478	507
PCH Salto Morais	100,00	29	29	30
PCH Rio de Pedras	100,00	85	85	87
Diversas PCH's (*)	100,00	412	412	422

(*) Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo, Xicão.

As taxas utilizadas pela Companhia para desconto a valor presente de seus passivos, de 12,50% e 5,10% (PCH's e UHE's), representam as taxas médias de captação de recursos em condições usuais na data do registro de cada concessão.

A Cemig Geração e Transmissão S.A. participou do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25 de novembro de 2015, sagrando-se vencedora do lote D, que compreende 18 usinas com potência instalada de 699,57 MW cuja porcentagem da garantia física destinada ao ACR é de 100% no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2016 e 70% a partir de 1º de janeiro de 2017.

4. SEGMENTOS OPERACIONAIS

Os segmentos operacionais da Cemig Geração e Transmissão refletem o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, com diferentes legislações para os setores de geração e transmissão de energia elétrica.

Os segmentos mencionados acima refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados. Em decorrência do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, não existe segmentação por área geográfica.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício de 2015 e 2014 estão apresentados nas tabelas a seguir:

DESCRIÇÃO	31 de dezembro de 2015 Reapresentado		
	Geração	Transmissão	Total
ATIVO	**12.891.287**	**2.457.077**	**15.348.364**
INVESTIMENTOS EM CONTROLADAS EM CONJUNTO	**5.752.448**	**-**	**5.752.448**
ADIÇÕES AO SEGMENTO	**572.501**	**146.030**	**718.531**
RECEITA LÍQUIDA	**6.858.527**	**518.671**	**7.377.198**
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.601.484)	-	(2.601.484)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(293.179)	(305)	(293.484)
	(2.894.663)	**(305)**	**(2.894.968)**
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(221.615)	(113.230)	(334.845)
Participação dos Empregados no Resultado	(23.264)	(12.119)	(35.383)
Obrigações Pós Emprego	(21.275)	(9.664)	(30.939)
Materiais	(10.620)	(4.969)	(15.589)
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia	(83.723)	-	(83.723)
Serviços de Terceiros	(122.588)	(36.844)	(159.432)
Depreciação e Amortização	(252.897)	-	(252.897)
Provisões	(108.726)	2.283	(106.443)
Custo de Construção de Infraestrutura de Transmissão	-	(146.030)	(146.030)
Outros Custos e Despesas Operacionais Líquidos	(57.397)	(15.983)	(73.380)
	(902.105)	**(336.556)**	**(1.238.661)**
CUSTOS E DESPESAS TOTAIS	**(3.796.768)**	**(336.861)**	**(4.133.629)**
Resultado de Equivalência Patrimonial	16.735	-	16.735
Resultado de Valor Justo em Operação Societária	729.442	-	729.442
Resultado Operac. antes do Resultado Financeiro	**3.807.936**	**181.810**	**3.989.746**
Receitas Financeiras	182.849	21.892	204.741
Despesas Financeiras	(983.360)	(6.875)	(990.235)
Resultado antes do IR e CSLL	**3.007.425**	**196.827**	**3.204.252**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(816. 875)	(71.104)	(887.979)
RESULTADO DO EXERCICIO	**2.190.550**	**125.723**	**2.316.273**

DESCRIÇÃO	31 de dezembro de 2014		
	Geração	Transmissão	Total
ATIVO	**10.811.289**	**1.566.747**	**12.378.036**
INVESTIMENTOS EM CONTROLADAS EM CONJUNTO	**4.039.033**	**-**	**4.039.033**
ADIÇÕES AO SEGMENTO	**2.995.102**	**80.358**	**3.075.460**
RECEITA LÍQUIDA	**7.006.924**	**707.793**	**7.714.717**
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.692.445)	-	(1.692.445)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(272.919)	(292)	(273.211)
	(1.965.364)	**(292)**	**(1.965.656)**
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal	(198.512)	(105.106)	(303.618)
Participação dos Empregados no Resultado	(38.398)	(16.463)	(54.861)
Obrigações Pós Emprego	(34.206)	(13.950)	(48.156)
Materiais	(11.100)	(5.328)	(16.428)
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia	(282.447)	-	(282.447)
Serviços de Terceiros	(132.211)	(39.348)	(171.559)
Depreciação e Amortização	(296.841)	-	(296.841)
Provisões	(58.676)	(25.629)	(84.305)
Compensação Financeira pela Utililização de Recursos Hidricos	(122.593)	-	(122.593)
Custo de Construção de Infraestrutura de Transmissão	-	(80.358)	(80.358)
Outros Custos e Despesas Operacionais Líquidos	(127.418)	(33.377)	(160.795)
	(1.302.402)	**(319.559)**	**(1.621.961)**
CUSTOS E DESPESAS TOTAIS	**(3.267.766)**	**(319.851)**	**(3.587.617)**
Resultado de Equivalência Patrimonial	(388.498)	-	(388.498)
Resultado Operac. antes do Resultado Financeiro	**3.350.660**	**387.942**	**3.738.602**
Receitas Financeiras	99.595	46.119	145.714
Despesas Financeiras	(388.957)	(291.247)	(680.204)
Resultado antes do IR e CSLL	**3.061.298**	**142.814**	**3.204.112**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(1.070.818)	(44.329)	(1.115.147)
RESULTADO DO EXERCICIO	**1.990.480**	**98.485**	**2.088.965**

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2015	2014
Contas Bancárias	1.556	5.273
Aplicações Financeiras:		
Certificados de Depósitos Bancários	230.849	252.322
Overnight	51.298	32.954
	282.147	**285.276**
	283.703	**290.549**

As aplicações financeiras correspondem às operações contratadas em instituições financeiras nacionais e internacionais com filiais no Brasil a preços e condições de mercado. Todas as operações são de liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor e não possuem restrição de uso. Os Certificados de Depósito Bancário – CDB pré ou pós-fixados são remunerados a um percentual do CDI, Certificado de Depósito Inter-bancário, divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP (que variam entre 75% a 111% conforme operação). As operações compromissadas afirmam, em suas respectivas notas de negociação, o compromisso de recompra do título pelo Banco, a vista, na data de vencimento da operação, ou antecipadamente, a critério do cliente.

As operações de *overnight* consistem em aplicações de curto prazo, com disponibilidade para resgate no dia subsequente à data da aplicação. Normalmente são lastreadas por letras, notas ou obrigações do Tesouro e referenciadas em uma taxa pré-fixada em aproximadamente 14,13% a.a e têm o objetivo de liquidar obrigações dos cotistas do Fundo ou serem utilizados na compra de outros ativos de melhor remuneração para recompor o portfólio.

A exposição da Companhia a riscos de taxas de juros e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na Nota Explicativa n° 27 das Demonstrações Financeiras.

6. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	2015	2014
Certificados de depósitos bancários	1.629.271	138.872
Letras Financeiras – Bancos	187.565	350.228
Letras Financeiras do Tesouro	36.754	52.420
Debêntures	63.039	61.545
Outros	175	7.972
	1.916.804	**611.037**
Ativo Circulante	**1.898.751**	**600.754**
Ativo Não Circulante	**18.053**	**10.283**

Os Títulos e Valores Mobiliários referem-se às aplicações financeiras de operações contratadas em instituições financeiras nacionais e internacionais com filiais no Brasil.

Os Certificados de Depósito Bancário – CDB pré ou pós-fixados são remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação (CETIP) (que variam entre 75% a 105% conforme operação).

As Letras Financeiras – Bancos (LFs) são títulos de renda fixa, pós-fixados, emitidos pelos bancos e remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação (CETIP). As LFs que compõem a carteira da Cemig GT possuem taxa de remuneração que variam entre 105% a 116,7% do CDI.

As Letras Financeiras do Tesouro (LFT) são títulos pós-fixados, cuja rentabilidade segue a variação da taxa SELIC diária registrada entre a data da compra e a data de vencimento do título.

Debêntures são títulos de dívida, de médio e longo prazo, que conferem a seu detentor um direito de crédito contra a companhia emissora. As debêntures que compõem a carteira do Fundo de Investimento Reservado da Cemig GT possuem taxa de remuneração que variam entre 105,4% a 113% do CDI.

A classificação destes títulos e valores mobiliários de acordo com as categorias previstas na norma contábil está apresentada na Nota Explicativa nº 27 das Demonstrações Financeiras.

7. CONSUMIDORES E REVENDEDORES

	Saldos a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				31/12/2015	31/12/2014
Industrial	296.102	53.697	8.669	358.468	348.886
Comércio, Serviços e Outras	6.944	29	-	6.973	5.821
Suprimento a Outras Concessionárias	82.894	16.310	11	99.215	260.045
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE	509.499	-	168	509.667	39.876
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(4.244)	(4.244)	(5.057)
	895.439	**70.036**	**4.604**	**970.079**	**649.571**
Ativo Circulante				**970.079**	**649.571**

A exposição da Companhia a risco de crédito relacionada a Consumidores e Revendedores está divulgada na Nota Explicativa nº 27 das Demonstrações Financeiras.

A movimentação da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2013	**4.498**
Constituições	559
Saldo em 31 de dezembro de 2014	**5.057**
Constituições/Reversões	(458)
Baixas	(355)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	**4.244**

8. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS

	2015	2014
Circulante		
ICMS a Recuperar	32.087	50.929
COFINS	4.132	5.018
PASEP	874	1.067
Outros	4.409	2.863
	41.502	**59.877**
Não Circulante		
ICMS a Recuperar	18.215	32.210
COFINS	4.601	7.280
PASEP	981	1.565
	23.797	**41.055**
	65.299	**100.932**

Os créditos de PIS/PASEP e COFINS são decorrentes principalmente de aquisições de Ativo Imobilizado e Intangível, que podem ser compensados em 48 meses.

Os créditos de ICMS a Recuperar, registrados no Ativo Não Circulante, são decorrentes de aquisições de Ativo Imobilizado e Intangível, e podem ser compensados em 48 meses. A transferência para o Não Circulante foi feita de acordo com estimativas da Administração dos valores que deverão ser realizados após dezembro de 2016.

9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR

Os saldos de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se a créditos da Declaração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – DIPJ de anos anteriores e a antecipações em 2015 que serão compensadas com Tributos Federais a pagar apurados para o ano de 2016 e registrados na rubrica de Impostos de Renda e Contribuições Sociais no Passivo Circulante.

	2015	2014
Circulante		
Imposto de Renda	71.294	86.358
Contribuição Social	5.735	23.141
	77.029	**109.499**

10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

a) Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia possui créditos tributários de Imposto de Renda, constituídos à alíquota de 25%, e Contribuição Social, constituídos à alíquota de 9%, referentes aos efeitos de diferenças temporárias relacionadas ao seguintes itens:

	2015	2014
ATIVO		
Obrigações Pós-Emprego	182.983	136.357
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	1.443	1.720
Concessão Onerosa	9.000	62.325
Tributos com Exigibilidade Suspensa	25.308	25.308
Provisões	76.610	41.403
Outros	9.734	9.109
	305.078	**276.222**
PASSIVO		
Custo Atribuído	(253.906)	(278.510)
Ajuste a Valor Presente de Concessão Onerosa	-	(55.954)
Ganho na Indenização sobre Ativos de Transmissão	(261.521)	(227.341)
Custo Aquisição Participações Societárias	(154.177)	-
Outros	(13.474)	(144)
	(683.078)	**(561.949)**
Total do Passivo Líquido Apresentado no Balanço Patrimonial	**(378.000)**	**(285.727)**

A movimentação do Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2014	**(285.727)**
Efeitos alocados às Demonstrações de Resultados	(136.645)
Incorporação Capim Branco	1.173
Efeitos Alocados às Demonstrações de Resultados Abrangentes	43.199
Saldo em 31 de dezembro de 2015	**(378.000)**

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 28 de março de 2016, aprovou o estudo técnico elaborado pela Diretoria de Finanças, Participações e de Relações com Investidores referente à projeção de lucratividade futura ajustada a valor presente, que evidencia a capacidade de realização do ativo fiscal diferido em um prazo máximo de 10 anos, conforme definido na Instrução CVM nº 371. O referido estudo foi também submetido a exame do Conselho Fiscal em 28 de março de 2016.

Conforme as estimativas da Companhia, os lucros tributáveis futuros permitem a realização do ativo fiscal diferido existente em 31 de dezembro de 2015, conforme abaixo:

2016	43.974
2017	34.872
2018	34.872
2019	34.872
2020	60.180
2021 a 2023	57.786
2024 a 2025	38.522
	305.078

b) Conciliação da Despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social:

A conciliação da despesa nominal de Imposto de Renda (alíquota de 25%) e da Contribuição Social (alíquota de 9%) com a despesa efetiva apresentada na Demonstração de Resultado é como segue:

	2015 Reapresentado	2014
Lucro Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	**3.204.252**	**3.204.112**
Imposto de Renda e Contribuição Social – Despesa Nominal Esperada	(1.089.446)	(1.089.398)
Efeitos Fiscais Incidentes sobre:		
Juros sobre o Capital Próprio	66.438	47.725
Incentivos Fiscais	41.216	57.690
Resultado de Equivalência Patrimonial	12.862	(132.089)
Ganho na formação da Aliança Geração	86.662	-
Multas Indedutíveis	(291)	(152)
Contribuições e Doações Indedutíveis	(5.255)	(9.437)
Créditos Fiscais não Reconhecidos	(161)	(279)
Outros	(4)	10.793
Imposto de Renda e Contribuição Social – Despesa Efetiva	**(887.979)**	**(1.115.147)**
Imposto Corrente	(751.334)	(1.056.188)
Imposto Diferido	(136.645)	(58.959)
	(887.979)	**(1.115.147)**
Alíquota Efetiva	**27,71%**	**34,80%**

Lei nº 12.973/14

A Lei nº 12.973/14 estabeleceu o fim do Regime Tributário de Transição (RTT) para todos os contribuintes a partir de 2015, e a adequação da legislação tributária às Normas Contábeis Internacionais, inseridas na legislação societária por meio da Lei nº 11.638/07. A Lei nº 12.973/14 facultou aos contribuintes a opção, irretratável, de antecipação de seus efeitos para 1º de janeiro de 2014, que foi manifestada definitivamente em fevereiro de 2015, nos termos das instruções normativas emitidas pela Receita Federal do Brasil (RFB).

Incentivos Fiscais – Sudene

A Receita Federal do Brasil através do Despacho Decisório 1352 DRF/BHE de 21 de julho de 2014 reconheceu o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, inclusive do adicional, calculado com base no lucro da exploração na região da Sudene pelo prazo de 10 anos, a partir de 2014. O valor do incentivo registrado foi de R$20.696 em 2015 e R$23.898 em 2014.

11. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS

Os Depósitos Vinculados a Litígios referem-se, principalmente, a contingências trabalhistas e obrigações fiscais.

Os principais Depósitos Vinculados a Litígio, relativos às obrigações fiscais, referem-se ao Imposto de Renda na Fonte sobre Juros sobre Capital Próprio e ao PASEP/COFINS – referente à exclusão do ICMS da base de cálculo do PASEP e COFINS.

	2015	2014
Trabalhistas	61.555	55.084
Fiscais		
Imposto de Renda sobre Juros sobre Capital Próprio (JCP)	8.310	8.014
PASEP/COFINS (1)	101.233	101.233
Outros	40.527	5.313
	150.070	**114.560**
Outros		
Bloqueio Judicial	514	321
Regulatórios	2.790	1.869
Outros	6.200	2.432
	9.504	**4.622**
	221.129	**174.266**

(1) Os saldos de depósitos judiciais referentes à exclusão do ICMS da base de cálculo do PASEP/COFINS possuem provisão correspondente em Impostos, Taxas e Contribuições. Vide detalhes na Nota Explicativa nº 17.

12. ATIVOS FINANCEIROS DA CONCESSÃO

Ativos de Transmissão

Os contratos de concessão de transmissão da Companhia estão dentro dos critérios de aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRC 12), que trata de contabilidade de concessões, e referem-se à infraestrutura investida que será objeto de indenização pelo Poder Concedente, durante o período e ao final das concessões, conforme previsto no marco regulatório do setor elétrico e no contrato de concessão.

A Resolução Normativa ANEEL nº 589, de 10 de dezembro de 2013, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização.

O Laudo de avaliação entregue à ANEEL em 31 de julho de 2014, representava uma indenização à Companhia no valor de R$1.169.145, na data base de 31 de dezembro de 2012.

Em 23 de fevereiro de 2015, a ANEEL enviou à Companhia o Relatório da Fiscalização com a revisão preliminar do Laudo enviado pela Companhia, que correspondeu ao valor de R$1.157.106, dos quais R$285.438 foram recebidos no 1º trimestre de 2013, restando um saldo de R$871.668, que atualizado pelo IGP-M até 31 de dezembro de 2015, corresponde ao valor de R$1.054.129.

Ainda não estão definidos pelo Poder Concedente o prazo e a forma para pagamento do valor remanescente da indenização.

Para os novos ativos de melhorias e reforços implantados pelas concessionárias de transmissão, a ANEEL calcula parcela adicional de Receita Anual Permitida – RAP, conforme metodologia definida nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

De acordo com esse PRORET, a receita estabelecida nas Resoluções é devida às transmissoras a partir da data da entrada em operação comercial do empreendimento. Nos períodos entre revisões as receitas associadas às melhorias e aos reforços têm caráter provisório, sendo redefinidas no processo de revisão subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento, com efeitos retroativos à data de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria. A eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da transmissora em parcelas iguais até a revisão periódica da RAP subsequente.

Ativos de Geração

Em julho de 2015, ocorreu o término do Contrato de Concessão nº 007/97 para as usinas descritas na tabela abaixo. A partir do término da concessão, os ativos ainda não depreciados referentes a essas usinas deverão ser devolvidos ao Poder Concedente e indenizados à Companhia, conforme previsto no contrato de concessão mencionado. Os saldos contábeis correspondentes a esses ativos, incluindo o Custo Atribuído ("*Deemed Cost*"), foram transferidos do Imobilizado para o Ativo Financeiro na data do término da concessão, julho de 2015, e montam R$546.424.

Central Geradora	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Saldo líquido dos ativos com base no Custo Histórico em 31/12/2015	Saldo líquido dos ativos com base no Custo Atribuído em 31/12/2015
UHE Três Marias	jul/15	396,00	71.694	413.450
UHE Salto Grande	jul/15	102,00	10.835	39.379
UHE Itutinga	jul/15	52,00	3.671	6.923
UHE Camargos	jul/15	46,00	7.818	23.095
PCH Piau	jul/15	18,01	1.531	9.005
PCH Gafanhoto	jul/15	14,00	1.232	10.262
PCH Peti	jul/15	9,40	1.346	7.871
PCH Tronqueiras	jul/15	8,50	1.908	12.323
PCH Joasal	jul/15	8,40	1.379	7.622
PCH Martins	jul/15	7,70	2.132	4.041
PCH Cajuru	jul/15	7,20	3.576	4.252
PCH Paciência	jul/15	4,08	728	3.936
PCH Marmelos	jul/15	4,00	616	4.265
		677,29	**108.466**	**546.424**

Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL 615/2014, os laudos de indenização dos ativos a serem indenizáveis foram entregues à ANEEL em de dezembro de 2015. A administração entende, com base nas discussões e avaliações em curso, que não há indicativo que os valores indenizáveis pelo Poder Concedente serão inferiores aos reconhecidos nas suas Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2015.

Do término do contrato de concessão e até 04 de janeiro de 2016, as usinas passaram a ser operadas pela Companhia em regime de cotas, com remuneração por tarifa apenas para cobrir custos de operação e manutenção dos ativos. A partir de 05 de janeiro de 2016, com a assinatura dos respectivos Contratos de Concessão, os ativos passaram a ser operados em conformidade aos termos do Leilão vencido pela Cemig GT em 25 de novembro de 2015. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 3.

Os saldos dos ativos financeiros são como segue:

	31/12/2015	31/12/2014
Transmissão - Indenização a Receber	1.054.129	953.601
Transmissão - Ativos Remunerados por Tarifa	401.139	276.659
Geração – indenização a receber	546.424	-
Geração - Ativos Remunerados por Tarifa	46.173	42.726
	2.047.865	**1.272.986**
Circulante	**13.233**	**4.582**
Não Circulante	**2.034.632**	**1.268.404**

A movimentação dos ativos financeiros em 2014 e 2015 é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2014	**1.272.986**
Adição	146.030
Recebimentos	(10.250)
Atualização Financeira Indenização Transmissão	100.528
Geração - indenização a receber – transferência do Imobilizado	546.424
Transferências	(2.035)
Baixas	(5.818)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	**2.047.865**

Saldo em 31 de dezembro de 2013	**779.135**
Adição	80.358
Recebimentos	(5.560)
Reversão de Provisão	420.013
Transferências	(944)
Baixas	(16)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	**1.272.986**

13. INVESTIMENTOS

O quadro abaixo apresenta os investimentos em controladas em conjunto.

	2015 Reapresentado	2014
Hidrelétrica Cachoeirão	40.844	34.296
Guanhães Energia	18.444	67.428
Hidrelétrica Pipoca	26.237	28.807
Madeira Energia (usina de Santo Antônio)	675.983	674.183
FIP Melbourne (usina de Santo Antônio)	703.403	707.910
Lightger	37.455	38.900
Baguari Energia	187.227	193.351
Central Eólica Praias Parajuru	63.045	61.999
Central Eólica Volta do Rio	85.101	84.023
Central Eólica Praias de Morgado	62.071	62.332
Amazônia Energia	495.768	394.238
Aliança Geração	1.327.246	3.323
Aliança Norte	354.284	-
Retiro Baixo	147.905	149.944
Renova	1.527.435	1.538.299
	5.752.448	**4.039.033**

a) Direito de exploração da atividade regulada

No processo de alocação do preço de aquisição das Controladas em Conjunto, foi identificado, basicamente, o ativo intangível referente ao direito de exploração da atividade regulada. Este ativo está apresentado em conjunto com o valor histórico dos investimentos na tabela acima. A amortização destes ativos ocorrerá durante o período remanescente de vigência das concessões.

b) A movimentação dos investimentos em controladas em conjunto é a seguinte:

	31/12/2014	Equivalência Patrimonial	Aportes/ Aquisições	Dividendos Provisão	Resultado Abrangente	outros	31/12/2015 Reapresentado
Hidrelétrica Cachoeirão	34.296	6.548	-	-	-	-	40.844
Guanhães Energia	67.428	(48.984)	-	-	-	-	18.444
Hidrelétrica Pipoca	28.807	2.497		(5.067)			26.237
Madeira Energia (Usina de Santo Antônio)	674.183	1.800	-	-	-	-	675.983
FIP Melbourne (Usina de Santo Antônio)	707.910	(4.507)	-	-	-	-	703.403
Baguari Energia	193.351	11.527	-	(17.651)	-	-	187.227
Central Eólica Praias Parajuru	61.999	1.848	-	(868)	-	66	63.045
Central Eólica Volta do Rio	84.023	1.728	-	(650)	-	-	85.101
Central Eólica Praias de Morgado	62.332	313	-	(574)	-	-	62.071
Lightger	38.900	(1.447)	-	-	-	2	37.455
Amazônia Energia	394.238	(18.593)	120.123		-	-	495.768
Aliança Geração	3.323	107.233	581.114	(93.866)	-	729.442	1.327.246
Aliança Norte	-	(13.058)	367.342	-	-	-	354.284
Retiro Baixo	149.944	(4.783)	2.744	-	-	-	147.905
Renova	1.538.299	(25.387)	-	-	14.523	-	1.527.435
	4.039.033	**16.735**	**1.071.323**	**(118.676)**	**14.523**	**729.510**	**5.752.448**

	31/12/2013	Equivalência Patrimonial	Aportes/ Aquisições	Dividendos Provisão	31/12/2014
Hidrelétrica Cachoeirão	33.922	8.393		(8.019)	34.296
Guanhães Energia	67.428	-	-	-	67.428
Hidrelétrica Pipoca	25.069	4.845	-	(1.107)	28.807
Madeira Energia (Usina de Santo Antônio)	642.585	(293.746)	325.344	-	674.183
FIP Melbourne (Usina de Santo Antônio)	-	(93.909)	801.819	-	707.910
Baguari Energia	199.411	8.135	-	(14.195)	193.351
Central Eólica Praias Parajuru	61.201	2.170	-	(1.372)	61.999
Central Eólica Volta do Rio	77.884	6.185	-	(46)	84.023
Central Eólica Praias de Morgado	60.948	2.032	-	(648)	62.332
Lightger	40.076	(57)	-	(1.119)	38.900
Amazônia Energia	310.797	(17.135)	100.576	-	394.238
Aliança	-	-	3.323	-	3.323
Retiro Baixo	-	(3.639)	153.583	-	149.944
Renova	-	(11.772)	1.550.071	-	1.538.299
	1.519.321	**(388.498)**	**2.934.716**	**(26.506)**	**4.039.033**

c) As principais informações sobre as controladas em conjunto estão apresentadas abaixo, sendo que não foram ajustadas pelo percentual de participação mantido pela Companhia:

Sociedades	Quantidade de Ações	Em 31 de dezembro 2015 Reapresentado			Em 31 de dezembro de 2014		
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	83.355	49,00	35.000	69.991
Guanhães Energia	137.608.000	49,00	137.608	37.641	49,00	137.608	137.608
Hidrelétrica Pipoca	41.360.000	49,00	41.360	53.545	49,00	41.360	58.789
Madeira Energia (*)	9.761.952.724	18,05	9.761.952	7.642.027	17,76	9.455.706	7.782.055
Baguari Energia	26.157.300	69,39	261.573	269.827	69,39	261.573	278.653
Central Eólica Praias de Parajuru (*)	70.560.000	49,00	70.560	128.663	49,00	70.560	126.529
Central Eólica Volta do Rio (*)	117.230.000	49,00	117.230	173.676	49,00	117.230	171.476
Central Eólica Praias de Morgado (*)	52.960.000	49,00	52.960	126.676	49,00	52.960	127.208
Lightger	79.078.937	49,00	79.232	76.439	49,00	79.232	79.388
Amazônia Energia	723.908.523	74,50	723.409	665.460	74,50	562.670	529.178
Aliança Geração (*)	1.291.582.500	45,00	1.291.450	2.949.436	-	-	-
Aliança Norte (*)	21.608.944.203	49,00	647.166	723.029	-	-	-
Retiro Baixo (*)	222.850.000	49,90	222.850	296.403	49,90	217.350	300.489
Renova (*)	318.772.929	27,37	2.526.253	5.580.690	27,37	2.567.613	5.620.383

* Patrimônio Líquido incluindo o ágio na aquisição.

Sociedades	Janeiro a dezembro de 2015		Janeiro a dezembro de 2014	
	Dividendos	Lucro (Prejuízo)	Dividendos	Lucro (Prejuízo)
Hidrelétrica Cachoeirão	-	13.363	16.365	17.129
Guanhães Energia	-	(99.968)	-	-
Hidrelétrica Pipoca	10.341	5.096	2.259	9.887
Madeira Energia (*)	-	(14.997)	-	(2.182.742)
Baguari Energia	25.437	16.662	20.456	11.758
Central Eólica Praias de Parajuru (*)	1.771	3.771	2.800	4.429
Central Eólica Volta do Rio (*)	1.326	3.527	94	12.622
Central Eólica Praias de Morgado (*)	1.171	639	1.322	4.147
Lightger	-	(2.951)	2.284	(101)
Amazônia Energia	-	(24.957)	-	(22.978)
Aliança Geração (*)	208.589	238.296	-	-
Aliança Norte (*)	-	(26.649)	-	-
Retiro Baixo (*)	-	(9.585)	-	(7.292)
Renova (*)	-	(92.755)	-	(43.011)

* Resultado do exercício incluindo o ágio na aquisição

Em 31 de dezembro de 2015, o passivo circulante de algumas controladas indireta em conjunto estavam superior ao ativo circulante, conforme segue:

Guanhães Energia: Isso ocorreu principalmente em função de atrasos de parte das captações junto ao BNDES para a construção dos empreendimentos. A Administração da Guanhães Energia vem conduzindo ações com o objetivo de concluir as liberações dos financiamentos de longo prazo junto ao BNDES e alongamento das demais dívidas.

Renova Energia: Isso ocorreu principalmente em função do empréstimo ponte junto ao BNDES. A Administração da Renova Energia vem conduzindo ações com o objetivo de melhorar a sua estrutura financeira e de capital de giro, sendo que a Renova Energia está em entendimentos finais para enquadramento junto ao BNDES do alongamento de sua dívida por meio da contratação de financiamento de longo prazo, que irá substituir os empréstimos pontes tomados.

Madeira Energia: O excesso de passivos circulantes sobre ativos circulantes no montante de R$543.238 decorre, principalmente, da conta "Fornecedores", "Empréstimos e financiamentos" e Provisão para contingências. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a Madeira Energia conta com linha de crédito suplementar com perfil de longo prazo pré-aprovada no montante de R$ 129.000, com geração operacional de caixa e, se necessário, conta com aportes de recursos a serem efetuados pelos acionistas.

Retiro Baixo Energia: Isso ocorreu principalmente em função do reconhecimento no passivo circulante da parcela do financiamento do BNDES obtido para investimentos no imobilizado da RBE.

Excesso de Passivo Circulante sobre Ativo Circulante da Renova Energia em 30 setembro de 2016

Em 30 de setembro de 2016, a Renova Energia apresentou excesso de passivo circulante sobre ativo circulante no montante de R$1.450.975, sendo que ainda tem apresentado prejuízos operacionais e geração negativa de caixa. Os principais motivos para esse cenário são: i) operações de compra de energia para honrar os compromissos relacionados ao atraso da entrada em operação dos parques eólicos; ii) investimentos relevantes que estão sendo alocados na construção dos parques do Alto Sertão III e iii) atraso na liberação do financiamento de longo prazo junto ao BNDES.

A Administração da Renova Energia vem executando diversas ações com o objetivo de reequilibrar sua estrutura de liquidez e de geração de caixa. Entre estas ações, estão a redução da estrutura administrativa e operacional, com redução dos custos administrativos, contratação de financiamento de longo prazo junto ao BNDES, de R$930.000, adiamento de determinados projetos para equalização do fluxo de caixa, além do empenho dos acionistas no suporte financeiro que garanta a sua liquidez.

A Administração da Renova Energia entende que, com o sucesso das medidas acima, será possível retomar o equilíbrio econômico, financeiro e de liquidez.

Os saldos integrais das controladas em conjunto em 2015 e 2014, são como segue:

Em 31 de dezembro de 2015	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca
Ativo					
Circulante	27.957	71.640	2.019	1.608.219	13.199
Caixa e Equivalentes de Caixa	22.777	9.443	1.468	299.963	116
Não circulante	88.764	220.273	247.608	23.753.692	100.940
Total do ativo	**116.721**	**291.913**	**249.627**	**25.361.911**	**114.139**
Passivo					
Circulante	10.012	15.918	211.986	2.151.457	10.020
Fornecedor	1.723	5.886	304	976.217	149
Não circulante	23.354	6.168	-	15.568.427	50.574
Patrimônio Líquido	83.355	269.827	37.641	7.642.027	53.545
Total do passivo	**116.721**	**291.913**	**249.627**	**25.361.911**	**114.139**
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	29.928	59.220	-	2.604.869	22.020
Custo das vendas	(14.416)	(45.948)	-	(1.102.473)	(11.306)
Depreciação	(2.654)	(8.809)	-	(471.020)	(3.093)
Lucro bruto	**15.512**	**13.272**	**-**	**1.502.396**	**10.714**
Despesas gerais e administrativas	-	(286)	(86.240)	(816.096)	(1.047)
Resultado financeiro líquido	**(200)**	**8.838**	**(13.728)**	**(966.941)**	**(3.203)**
Receita Financeira	2.698	9.554	284	949.834	1.858
Despesa Financeira	(2.898)	(716)	(14.012)	(1.916.775)	(5.061)
Resultado operacional	**15.312**	**21.824**	**(76.616)**	**(280.641)**	**6.464**
Imposto de renda e contribuição social	(1.949)	(5.162)	-	265.644	(1.368)
Resultado Líquido do Exercício	**13.363**	**16.662**	**(99.968)**	**(14.997)**	**5.096**
Resultado Abrangente do Período	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	13.363	16.662	(99.968)	(14.997)	5.096
Resultado Abrangente do Período	**13.363**	**16.662**	**(99.968)**	**(14.997)**	**5.096**

Em 31 de dezembro de 2015 Reapresentado	Central Eólica de Parajuru	Central Eólica de Morgado	Central Eólica de Volta do Rio	Lightger	Amazônia Energia
Ativo					
Circulante	21.416	30.664	46.420	23.254	463
Caixa e Equivalentes de Caixa	12.088	11.858	19.863	13.962	453
Não circulante	191.978	209.755	289.351	160.944	665.090
Total do ativo	**213.394**	**240.419**	**335.771**	**184.198**	**665.553**
Passivo					
Circulante	18.113	28.165	35.735	14.456	93
Fornecedor	347	412	858	4.144	93
Não circulante	66.618	85.578	126.360	93.303	-
Patrimônio Líquido	128.663	126.676	173.676	76.439	665.460
Total do passivo	**213.394**	**240.419**	**335.771**	**184.198**	**665.553**
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	31.060	33.815	46.597	32.468	-
Custos Operacionais	(16.515)	(18.257)	(27.162)	(25.215)	-
Depreciação	(9.508)	(9.985)	(16.817)	(10.490)	-
Lucro bruto	14.545	15.558	19.435	7.253	-
Despesas gerais e administrativas	(4.142)	(5.715)	(2.962)	(2.012)	(1.523)
Resultado financeiro líquido	**(5.366)**	**(7.706)**	**(10.647)**	**(6.505)**	**(23.434)**
Receita Financeira	1.704	1.674	2.797	1.949	34
Despesa Financeira	(7.070)	(9.380)	(13.444)	(8.454)	(23.468)
Resultado operacional	**5.037**	**2.137**	**5.826**	**(1.264)**	**(24.957)**
Imposto de renda e contribuição social	(1.266)	(1.498)	(2.299)	(1.687)	-
Resultado Líquido do Exercício	**3.771**	**639**	**3.527**	**(2.951)**	**(24.957)**
Resultado Abrangente do Período	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	3.771	639	3.527	(2.951)	(24.957)
Resultado Abrangente do Período	**3.771**	**639**	**3.527**	**(2.951)**	**(24.957)**

Em 31 de dezembro de 2015 Reapresentado	Renova	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte
Ativo				
Circulante	550.630	9.546	242.623	586
Caixa e Equivalentes de Caixa	66.147	924	69.764	586
Não circulante	8.425.606	443.893	3.093.682	725.956
Total do ativo	**8.976.236**	**453.439**	**3.336.305**	**726.542**
Passivo				
Circulante	1.497.006	25.353	112.720	17
Fornecedor	570.006	5.845	-	17
Não circulante	1.898.539	131.683	274.149	3.496
Patrimônio Líquido	5.580.691	296.403	2.949.436	723.029
Total do passivo	**8.976.236**	**453.439**	**3.336.305**	**726.542**
Demonstração do Resultado				
Receita líquida de vendas	457.615	53.450	797.097	-
Custos Operacionais	(4.699)	(40.529)	(442.546)	-
Depreciação	(4.399)	(8.513)	(68.688)	-
Lucro bruto	452.916	12.921	354.551	-
Despesas gerais e administrativas	-	(11.136)	(68.041)	-
Resultado financeiro líquido	**(355.176)**	**(13.124)**	**(18.395)**	**6**
Receita Financeira	40.600	1.039	9.164	6
Despesa Financeira	(395.776)	(14.163)	(27.559)	(26.655)
Resultado operacional	**97.740**	**(11.339)**	**268.115**	**(26.649)**
Imposto de renda e contribuição social	(190.495)	1.754	(29.819)	-
Resultado Líquido do Exercício	**(92.755)**	**(9.585)**	**238.296**	**(26.649)**
Resultado Abrangente do Período	**53.062**	**-**	**-**	**-**
Resultado Líquido do Exercício	**(92.755)**	(9.585)	238.296	(26.649)
Resultado Abrangente do Período	**53.062**	**(9.585)**	**238.296**	**(26.649)**

Em 31 de dezembro de 2014	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca	Retiro Baixo
Ativo						
Circulante	22.997	96.489	34.004	1.476.582	18.559	12.260
Caixa e Equivalentes de Caixa	19.414	14.583	27.055	241.159	12.979	3.169
Outros Ativos Circulantes	3.583	81.906	6.949	1.235.423	5.580	9.091
Não circulante	90.969	227.611	510.416	22.151.667	104.033	453.090
Total do ativo	**113.966**	**324.100**	**544.420**	**23.628.249**	**122.592**	**465.350**
Passivo						
Circulante	13.714	39.340	406.812	1.961.267	7.182	19.555
Fornecedores	1.539	8.997	898	1.281.660	40	417
Não circulante	30.261	6.107	-	13.884.927	56.621	145.306
Patrimônio Líquido	69.991	278.653	137.608	7.782.055	58.789	300.489
Total do passivo	**113.966**	**324.100**	**544.420**	**23.628.249**	**122.592**	**465.350**
Demonstração do Resultado						
Receita líquida de vendas	30.258	55.511	-	1.858.446	25.121	54.710
Custos Operacionais	(9.552)	(45.742)	-	(3.193.806)	(9.282)	(29.448)
Depreciação e Amortização	(2.645)	(8.815)	-	(296.474)	(3.120)	(2.668)
Lucro bruto	20.706	9.769	-	(1.335.360)	15.839	25.262
Despesas gerais e administrativas	(779)	(437)	-	(202.039)	(1.454)	(4.012)
Resultado financeiro líquido	**(1.024)**	**8.009**	**-**	**(602.297)**	**(3.162)**	**(26.458)**
Receitas Financeiras	2.124	8.575	-	56.754	1.480	1.003
Despesas Financeiras	(3.148)	(566)	-	(659.051)	(4.642)	(27.461)
Resultado operacional	**18.903**	**17.341**	**-**	**(2.139.696)**	**11.223**	**(5.208)**
Imposto de renda e contribuição social	(1.774)	(5.583)	-	4.814	(1.335)	(2.084)
Resultado Líquido do Exercício	**17.129**	**11.758**	**-**	**(2.134.882)**	**9.888**	**(7.292)**
Resultado Abrangente do Período						
Resultado Líquido do Exercício	17.129	11.758	-	(2.134.882)	9.888	(7.292)
Resultado Abrangente do Período	**17.129**	**11.758**	**-**	**(2.134.882)**	**9.888**	**(7.292)**

Em 31 de dezembro de 2014	Renova	Central Eólica de Parajuru	Central Eólica de Morgado	Central Eólica de Volta do Rio	Lightger	Amazônia Energia
Ativo						
Circulante	847.268	14.638	26.549	41.069	20.575	469
Caixa e Equivalentes de Caixa	595.516	4.040	3.769	3.813	16.441	458
Outros Ativos Circulantes	251.752	10.598	22.780	37.256	4.134	11
Não circulante	8.402.093	204.275	224.175	304.927	171.209	528.815
Total do ativo	**9.249.361**	**218.913**	**250.724**	**345.996**	**191.784**	**529.284**
Passivo						
Circulante	655.977	17.247	22.029	26.225	10.081	106
Fornecedores	129.564	1.784	2.492	2.427	1.186	105
Não circulante	2.973.001	75.137	101.487	148.295	102.315	-
Patrimônio Líquido	5.620.383	126.529	127.208	171.476	79.388	529.178
Total do passivo	**9.249.361**	**218.913**	**250.724**	**345.996**	**191.784**	**529.284**
Demonstração do Resultado						
Receita líquida de vendas	163.062	27.446	35.021	54.775	31.672	-
Custos Operacionais	(141.003)	(12.689)	(16.423)	(24.547)	(24.019)	-
Depreciação e Amortização	(30.861)	(8.602)	(10.115)	(17.018)	(10.551)	-
Lucro bruto	22.059	14.757	18.598	30.228	7.653	-
Despesas gerais e administrativas	(13.783)	(4.110)	(5.401)	(4.865)	(377)	(23.005)
Resultado financeiro líquido	(45.014)	(5.291)	(7.784)	(11.251)	(5.664)	27
Receitas Financeiras	24.088	833	845	1.210	2.102	27
Despesas Financeiras	(69.102)	(6.124)	(8.629)	(12.461)	(7.766)	-
Resultado operacional	(36.738)	5.356	5.413	14.112	1.612	(22.978)
Imposto de renda e contribuição social	(6.273)	(927)	(1.266)	(1.490)	(1.713)	-
Resultado Líquido do Exercício	**(43.011)**	**4.429**	**4.147**	**12.622**	**(101)**	**(22.978)**
Resultado Abrangente do Período						
Resultado Líquido do Exercício	(43.011)	4.429	4.147	12.622	(101)	(22.978)
Resultado Abrangente do Período	**(43.011)**	**4.429**	**4.147**	**12.622**	**(101)**	**(22.978)**

Investimento na usina de Santo Antônio através da Madeira Energia S.A. ("MESA") e do FIP Melbourne

A Madeira Energia S.A. ("MESA") e sua controlada Santo Antônio Energia S.A. ("SAESA") estão incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio. O ativo imobilizado e intangível constituídos pelos referidos gastos totalizava, em 31 de dezembro de 2015, R$22.180.386 (consolidado), os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos por meio das receitas futuras geradas a partir do início das operações de todas as unidades geradoras da entidade. Em 31 de dezembro de 2015, o montante do ativo imobilizado proporcional à participação da Companhia nesta controlada em conjunto é de R$ 4.003.560. Durante esta fase de desenvolvimento do projeto, a controlada em conjunto MESA, tem apurado prejuízos recorrentes em suas operações.

A MESA e sua controlada SAESA contam com os aportes de recursos diretos e indiretos a serem efetuados pelos seus acionistas.

A garantia física de energia da UHE Santo Antônio é de 2.218 MW médios e foi atingida em setembro de 2014 com a entrada em operação comercial da 32ª unidade geradora.

Em 19 de novembro de 2014, a SAAG Investimentos S.A. ("SAAG") e a Cemig GT ingressaram com ação cautelar em face da MESA, solicitando concessão de liminar para que, até a apreciação do mérito pelo Tribunal Arbitral, seja suspenso o prazo para exercício, pela SAAG e pela Cemig GT, do direito de preferência para subscrição e integralização de sua parcela proporcional do aumento de capital da MESA, no valor de R$ 174,72 milhões, aprovado na Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da MESA, realizada em 21 de outubro de 2014.

Adicionalmente, foi solicitada suspensão de todos os efeitos das deliberações relativamente à SAAG e Cemig GT e às suas participações em MESA, inclusive no que diz respeito à diluição e às penalidades previstas no Acordo de Acionistas da MESA.

O pedido liminar foi concedido no dia 21 de novembro de 2014 pela 39ª Vara Cível do Foro Central de São Paulo, sendo que a arbitragem mencionada na ação cautelar, foi instaurada, de forma sigilosa, nos termos do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado ("CAM"), tendo a MESA como parte e probabilidade de perda avaliada como possível pelos assessores jurídicos da Cemig GT e SAAG. Em setembro de 2016, devido à sentença proferida pela CAM, a probabilidade de perda foi reavaliada para remota."

Opção de Venda de Cotas do FIP Malbec e FIP Melbourne

Foram assinados, entre a Cemig GT e as entidades de previdência complementar, que participam da estrutura de investimentos da SAAG, (estrutura composta por FIP Melbourne, Parma Participações S.A. e FIP Malbec, em conjunto "Estrutura de Investimento"), Contratos de Outorga de Opção de Venda de Cotas dos Fundos que compõe a Estrutura de Investimento ("Opções de Venda"), que poderão ser exercidas, a critério das entidades de previdência complementar, no 84º mês a partir de junho de 2014. O preço de exercício das Opções de Venda será correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar na Estrutura de Investimento, atualizado *pro rata temporis*, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido da taxa de 7% ao ano, deduzidos os dividendos e juros sobre capital pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar.

Para fins de determinação da metodologia a ser utilizada na mensuração do valor justo da referida opção, uma vez que a Madeira Energia é uma companhia fechada, a Companhia adotou o método de fluxo de caixa descontado para mensuração do valor justo das opções. O valor justo dessa opção foi calculado pelo montante do preço de exercício estimado na data de exercício deduzido do valor justo das ações objeto da opção de venda, também estimado na data do exercício da opção, trazidos a valor presente na data das Demonstrações Financeiras, à taxa efetiva de 8% ao ano (descontados os efeitos inflacionários).

Com base nos estudos realizados, encontra-se registrado nas Demonstrações Financeiras da Companhia um passivo no valor de R$147.614, referente à diferença entre o valor justo estimado para os ativos em relação ao preço de exercício.

A movimentação do valor das opções nos períodos do valor das opções nos períodos de doze meses findos em 31 de dezembro de 2014 e 2015, é como segue:

	31/12/2015	31/12/2014
Saldo Inicial	**29.029**	-
Adições	118.585	29.029
Saldo Final	**147.614**	**29.029**

Como análise de sensibilidade, uma das principais variáveis com efeito sobre o cálculo das opções é a taxa de desconto. Em uma análise de sensibilidade, a alteração de 1% na taxa de desconto representa um efeito aproximado de R$27 milhões no valor das opções.

Investimento na Amazônia Energia S.A.

Amazônia Energia Participações S.A. ("Amazônia Energia") tem como objetivo participar do capital social da Norte Energia S.A. ("NESA"), sociedade esta titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, e a participação é de 9,77%.

A NESA ainda dependerá de quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação para conclusão da usina, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A previsão para a última unidade geradora entrar em operação é janeiro de 2019.

Em 7 de abril de 2015, a NESA obteve decisão liminar que determinou à ANEEL que, até a análise do pleito liminar formulado no processo de origem, que se abstenha de (a) aplicar à agravante quaisquer penalidades ou sanções em decorrência da não entrada em operação da UHE Belo Monte na data estabelecida no cronograma original do projeto incluindo aquelas previstas em Resolução Normativa da ANEEL e no Contrato de Concessão da UHE Belo Monte.

Com base nessa liminar foram suspensos todos os registros e as provisões contábeis inerentes ao cumprimento das determinações do contrato de Concessão, porém a Aliança Norte Energia continua comprando a energia no mercado de curto prazo para evitar quaisquer penalidades futuras.

Quaisquer alterações no cenário existente terão seus impactos refletidos nas Demonstrações Financeiras.

Aquisição de participação na Aliança Norte Energia

A Cemig GT concluiu, em 31 de março de 2015, a aquisição dos 49% de participação da Aliança Norte Energia Participações S/A, detentora da participação de 9% da Norte Energia S/A. (NESA), pertencentes a Vale, o que corresponde a uma participação indireta na NESA de 4,41%.

O preço da aquisição foi de R$309.684 referente aos aportes efetuados pela Vale no capital social da NESA até a data do fechamento da operação, corrigido pelo IPCA da data de cada aporte até 28 de fevereiro de 2015, proporcionalmente a participação societária.

Valor justo da participação adquirida na Aliança Norte Energia Participações S/A é como segue:

	Valores justos das participações adquiridas (49,00%)
Ativo	
Caixa e equivalentes de caixa	1
Investimentos	249.935
Ativo intangível	90.861
Passivo	
Passivo circulante e não circulante	(220)
Impostos diferidos	(30.893)
Total dos ativos líquidos	**309.684**

Norte Energia (NESA)

Resumo das conclusões da investigação independente

A Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobras”) e a CEMIG GT (de forma minoritária indireta através da Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte Energia Participações S.A.) detém participação de 49,98% e 11,69%, respectivamente, do capital social da Norte Energia S.A. (“NESA"). A Eletrobras contratou escritório de advocacia especializado para realizar uma investigação interna independente com o propósito de apurar eventuais irregularidades em empreendimentos em que possua participação societária, incluindo a NESA. Esse procedimento foi motivado por investigações que estavam sendo realizadas pelo Ministério Público sobre irregularidades envolvendo alguns dos empreiteiros e fornecedores em investimentos onde a Eletrobras era acionista, incluindo a NESA.

Os relatórios finais da investigação interna independente incluem certos achados com impactos estimados nas demonstrações financeiras da NESA, tendo sido determinado que certos contratos com alguns empreiteiros e fornecedores do projeto UHE Belo Monte contém impactos estimados de 1% do preço do contrato, mais algumas outras estimativas de montantes fixos determinados, para incluir subornos e atividades de manipulação de propostas consideradas de natureza ilícita.

Impactos sobre as demonstrações financeiras

Com base nas conclusões e resultados identificados pela investigação interna independente, a Administração da NESA avaliou o CPC27 – Ativo Imobilizado, correlacionado às Normas Internacionais de Contabilidade - IAS 16 – Ativo e Equipamentos e concluiu que, o montante de R$183.000 atribuíveis a eventual superfaturamento devido a subornos e/ou para licitações fraudulentas e atividades consideradas de natureza ilícita, não deveriam ter sido incluídas no custo histórico de seus ativos, pois não seriam necessários para colocar os ativos na localização e condição necessária para seu funcionamento.

A Administração da NESA concluiu também ser impraticável identificar de forma precisa os períodos de demonstrações financeiras anteriores em que possam ter ocorrido o excesso de custos capitalizados, devido ao fato das informações disponibilizadas pela investigação interna independente não especificarem individualmente os contratos, os pagamentos e os períodos de divulgação em que possam ter ocorrido tais excessos. Ressalta-se adicionalmente que os alegados pagamentos indevidos não foram feitos pela NESA, mas por empreiteiros e fornecedores da UHE de Belo Monte, o que também impede a identificação dos valores e períodos precisos dos pagamentos.

Dessa forma, a NESA aplicou o procedimento previsto no IAS-8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro, ajustando os valores estimados de excessos de custos capitalizados, no montante de R$183.000, referentes a pagamentos ilegais no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2015 devido à impraticabilidade da identificação dos ajustes por cada período anterior afetado.

Como consequência do ajuste registrado pela NESA, a Cemig GT reconheceu, em 31 de dezembro de 2015, um ajuste no montante de R$ 21.390, na conta investimentos em contrapartida ao resultado com equivalência patrimonial, em atendimento às determinações do IAS-8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro.

Considerando que a investigação interna independente foi concluída em data subsequente a aprovação para emissão das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 e informações contábeis intermediárias referentes aos períodos findos em 31 de março de 2016 e 30 de junho de 2016 da Cemig GT, a Administração da Cemig GT concluiu pela necessidade de reapresentar as referidas demonstrações.

Investimento no Consórcio UHE Itaocara

O Consórcio UHE Itaocara, constituído pela Cemig Geração e Transmissão S.A. e por Itaocara Energia Ltda., com participações de 49% e 51%, respectivamente, participou do 21º Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração ("Leilão A-5") para contratação de energia elétrica de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica e termelétrica, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2020 e prazo de concessão de 30 anos, sagrando-se vencedor, em 30 de abril de 2015, da concessão da UHE Itaocara I.

A primeira unidade geradora tem previsão para entrar em operação em maio de 2018, enquanto a previsão da última é julho de 2018.

Investimento na Guanhães Energia S.A.

A Guanhães Energia S.A. ("Guanhães Energia"), controlada em conjunto pela Light Energia (51%) e pela Cemig GT (49%), foi constituída com a finalidade de implantar e explorar quatro Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), situadas no estado de Minas Gerais, que totalizam 44 MW de potência instalada.

Em 21 de agosto de 2015, as PCHs sagraram-se vencedoras no Leilão A-3, em que a energia foi comercializada pelo prazo de 30 anos, ao preço de R$205,50 MWh, a partir de janeiro de 2018. O projeto foi impactado por questões geológicas e ambientais, ocasionando postergação na data prevista para entrada em operação das PCHs.

Constituição da Aliança Geração de Energia

A Aliança Geração de Energia S.A. foi criada pela formalização de associação entre Cemig GT e Vale S.A. como uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pelas partes em consórcios de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica.

Em função da constituição da Aliança Geração de Energia, a Companhia transferiu para essa nova empresa os saldos referentes as suas participações nos consórcios de geração de energia elétrica, bem como as participações da controlada Capim Branco Energia S.A., conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2015
Ativo	
Consórcio da Hidroelétrica de Aimorés	404.215
Consórcio da Usina Hidroelétrica de Funil	123.609
Consórcio da Usina Hidroelétrica de Igarapava	37.144
Consórcio UHE Porto Estrela	34.509
	599.477
Passivo	
Concessão Onerosa Porto Estrela – corrente	(15.654)
Concessão Onerosa Porto Estrela – não corrente	(134.071)
	(149.725)
Acervo Líquido da Cemig GT	**449.752**
Acervo Líquido da Capim Branco	**131.362**
	581.114

Em 27 de fevereiro de 2015 foi concluída a operação de associação entre a Vale S.A. ("Vale") e Cemig GT, mediante a integralização na Aliança Geração de Energia S.A. ("Aliança"), das participações societárias detidas por Vale e Cemig GT nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Aimorés, Capim Branco I e Capim Branco II (oriundos da empresa Capim Branco S.A. transferidos da Cemig Holding para Cemig GT) e Candonga empreendimento somente da Vale. A Aliança passa a possuir a capacidade instalada hídrica de 1.158 MW (652 MW médios) em operação, dentre outros projetos de geração.

A Cemig Capim Branco foi extinta nesta data, em decorrência da incorporação de seus saldos remanescentes de ativos e passivos pela Cemig GT.

A Cemig GT reconheceu em suas Demonstrações Financeiras o ganho referente a avaliação ao valor justo do investimento na Aliança, excluindo os efeitos da avaliação ao valor justo dos ativos da Companhia que foram aportados na Aliança.

Com a constituição da Aliança, Vale e Cemig GT detêm, respectivamente, 55% e 45% do capital total, exercendo o controle em conjunto da Sociedade. A conclusão da transação não resultou em nenhum desembolso financeiro e foi executada com o aporte de ativos.

Dessa forma, segue abaixo demonstrativo dos efeitos da operação nas Demonstrações Financeiras da Companhia em 31 de dezembro de 2015:

	Cemig	Vale	Total
Valor justo dos ativos aportados na Aliança	1.866.981	2.331.177	4.198.158
Valor contábil dos ativos aportados na Aliança	581.114	1.276.668	1.857.782
Participação das empresas na Aliança	45%	55%	100%
Participação da Cemig avaliada pelo valor justo	1.889.171		
Valor contábil dos ativos contrubuídos (Nota 12)	(581.114)		
Mais valida dos negósicos aportados na Aliança (100%)	1.308.057		
Parcela da mais valia não reconhecida, referente a participação detida pela Companhia (45%)	(578.615)		
Ganho da transação registrado no resultado do exercício de 2015 (55% da mais valia)	729.442		

Venda de Ativos da Renova

No dia 15 de julho de 2015, a Renova Energia ("Renova") concluiu o acordo para contribuição de ativos para a TerraForm Global, conforme segue:

Anunciada em 07 de maio de 2015, contemplou a celebração dos seguintes contratos:

(i) Contrato de compra e venda de ações para a alienação dos ativos do projeto ESPRA, correspondentes a três pequenas centrais hidrelétricas que comercializaram energia no âmbito do Proinfa, com 41,8 MW de capacidade instalada pelo valor (*equity value*) de R$ 136 milhões, mediante pagamento em dinheiro;

(ii) Contrato de compra e venda de ações para a alienação dos ativos do projeto Bahia, correspondentes a cinco parques eólicos que comercializaram energia no leilão de energia de reserva dedicado à fonte eólica LER 2009, com 99,2 MW de capacidade instalada pelo valor (*equity value*) de R$ 451 milhões, mediante pagamento em dinheiro; e

(iii) Contrato de permuta de ações para a permuta das ações das subsidiárias da Renova que detiverem os ativos do projeto Salvador, correspondente a nove parques eólicos que comercializaram energia no LER 2009, com 195,2 MW de capacidade instalada pelo valor (*equity value*) de R$ 1,026 bilhão, por ações da TerraForm Global com base no preço por ação a ser pago na oferta pública de ações (IPO) da TerraForm Global em andamento.

Os valores acima estão sujeitos aos ajustes contemplados nos respectivos contratos.

Em 18 de setembro de 2015, ocorreu o fechamento das operações mencionadas acima.

A segunda parte do Acordo, que previa a opção de compra de ativos futuros foi cancelada, tendo em vista a não consumação da venda da participação da Light no bloco de controle da Renova para a SunEdison, o que era uma das condições precedentes para a realização dessa fase.

Conforme mencionado, a Renova permutou 100% das ações de suas subsidiárias relativas ao Projeto Salvador por 11,42% de participação na TerraForm Global e, conforme estabelecido em contrato, a Renova tem o direito de indicar um membro para o Conselho da TerraForm. Após análise das características do investimento na TerraForm, considerando os requisitos para consideração de coligada, a Administração da Renova concluiu que esse investimento se caracterizava como uma coligada por ter influência significativa na TerraForm. Desta forma, a participação da Renova na TerraForm foi reconhecida em 30 de setembro de 2015 pelo método da equivalência patrimonial.

Diante da não conclusão da segunda fase do acordo, a Renova concluiu que para 31 de dezembro de 2015, apesar de ainda ter direito a indicar um conselheiro, ela entende que não mais tem influência significativa sobre o investimento na TerraForm, pois perdeu a sua capacidade de envolvimento quando deixou de ser um parceiro estratégico com a desistência da Fase II e da não entrada da SunEdison no bloco de controle da Renova.

Assim, para 31 de dezembro de 2015, o investimento na TerraForm não mais é classificado como uma coligada na Renova e seu reconhecimento contábil não mais é registrado pelo método de equivalência patrimonial na Renova e sim pelo valor justo além de ser classificado como ativo financeiro disponível para venda marcado a mercado e registrado como outros investimentos permanentes, conforme artigo 179 da Lei societária. Em dezembro de 2015, após o declínio na cotação das ações da TerraForm (GLBL), a Renova reclassificou as perdas no trimestre registradas em outros resultados abrangentes, no valor de R$265.526 para o resultado do exercício na linha de Perda no investimento juntamente com outros valores.

Continua válida a associação entre a Renova e a SunEdison que tem como objetivo a comercialização e o desenvolvimento de projetos de energia solar no mercado regulado brasileiro.

14. IMOBILIZADO

A taxa de depreciação média anual é de 3,39%. As taxas anuais de depreciação são definidas por tipo de bem, conforme a Resolução ANEEL nº 474, de 7 de fevereiro de 2012, sendo observadas também as determinações do Decreto 2003, de 10 de setembro de 1996.

	31/12/2015			31/12/2014		
	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido
Em Serviço	**9.413.768**	**(6.273.175)**	**3.140.593**	**16.455.764**	**(11.807.745)**	**4.648.019**
Terrenos	281.942	(7.878)	274.064	375.841	(9.151)	366.690
Reservatórios, Barragens e Adutoras	4.591.763	(2.941.333)	1.650.430	7.166.711	(5.113.666)	2.053.045
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	1.498.360	(1.113.318)	385.042	2.055.303	(1.503.526)	551.777
Máquinas e Equipamentos	2.999.470	(2.180.424)	819.046	6.814.701	(5.151.026)	1.663.675
Veículos	28.895	(20.820)	8.075	28.814	(19.580)	9.234
Móveis e Utensílios	13.338	(9.402)	3.936	14.394	(10.796)	3.598
Em Curso	**167.083**	**-**	**167.083**	**201.619**	**-**	**201.619**
Ativos em Formação	167.083		167.083	201.619		201.619
Imobilizado Líquido	**9.580.851**	**(6.273.175)**	**3.307.676**	**16.657.383**	**(11.807.745)**	**4.849.638**

	2014			2013		
	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor líquido
Em Serviço	**16.455.764**	**(11.807.745)**	**4.648.019**	**16.471.433**	**(11.541.901)**	**4.929.532**
Terrenos	375.841	(9.151)	366.690	375.841	(4.405)	371.436
Reservatórios, Barragens e Adutoras	7.166.711	(5.113.666)	2.053.045	7.166.760	(4.988.691)	2.178.069
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	2.055.303	(1.503.526)	551.777	2.068.976	(1.495.119)	573.857
Máquinas e Equipamentos	6.814.701	(5.151.026)	1.663.675	6.818.298	(5.025.349)	1.792.949
Veículos	28.814	(19.580)	9.234	29.423	(17.477)	11.946
Móveis e Utensílios	14.394	(10.796)	3.598	12.135	(10.860)	1.275
Em Curso	**201.619**	**-**	**201.619**	**208.160**	**-**	**208.160**
Imobilizado Líquido	**16.657.383**	**(11.807.745)**	**4.849.638**	**16.679.593**	**(11.541.901)**	**5.137.692**

A movimentação do imobilizado é como segue:

	Saldo em 31/12/2014	Adição	Capitalização/ Transferencia	Aporte na Aliança Geração de Energia	Indenização Usinas não Renovadas (*)	Transferência para Outros Ativos LP	Baixa	Depreciação	Saldo em 31/12/2015
Em Serviço	**4.648.019**	**39.240**	**90.383**	**(628.319)**	**(544.580)**	**(200.570)**	**(16.335)**	**(247.245)**	**3.140.593**
Terrenos	366.690		(5.039)	(40.796)	(16.277)	(16.575)	(11.982)	(3.323)	274.064
Reservatórios, Barragens Adutoras	2.053.045	1.366 19.070	7.517	(163.123)	(45.819)	(101.988)	-	(118.272)	1.650.430
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	551.777	3.829	5.185	(115.659)	(16.633)	(12.953)	(718)	(29.786)	385.042
Máquinas e Equipamentos	1.663.675	14.969	79.935	(308.207)	(465.851)	(69.054)	(3.635)	(92.786)	819.046
Veículos	9.234	-	2.000	(335)	-	-	-	(2.824)	8.075
Móveis e Utensílios	3.598	6	785	(199)	-	-	-	(254)	3.936
Em Curso	**201.619**	**79.492**	**(85.643)**	**(3.077)**	**(1.801)**	**(19.299)**	**(4.208)**	**-**	**167.083**
Imobilizado Líquido	**4.849.638**	**118.732**	**4.740**	**(631.396)**	**(546.381)**	**(219.869)**	**(20.543)**	**(247.245)**	**3.307.676**

(*) Mais detalhes ver nota explicativa 12 das Demonstrações Financeiras.

	Saldo em 31/12/2013	Adição	Transferência	Baixa	Depreciação	Saldo em 31/12/2014
Em Serviço	**4.929.532**	**-**	**14.115**	**(6.347)**	**(289.281)**	**4.648.019**
Terrenos	371.436	-	-	-	(4.746)	366.690
Reservatórios,Barragens e Adutoras	2.178.069	-	(57)	-	(124.967)	2.053.045
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	573.857	-	790	(706)	(22.164)	551.777
Máquinas e Equipamentos	1.792.949	-	10.856	(5.588)	(134.542)	1.663.675
Veículos	11.946	-	2	(26)	(2.688)	9.234
Móveis e Utensílios	1.275	-	2.524	(27)	(174)	3.598
Em Curso	**208.160**	**55.653**	**(13.171)**	**(49.023)**	**-**	**201.619**
Imobilizado Líquido	**5.137.692**	**55.653**	**944**	**(55.370)**	**(289.281)**	**4.849.638**

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus Ativos Imobilizados. Os contratos de concessão de geração preveem que ao final do prazo de cada concessão o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia.

A Administração acredita que a indenização destes ativos será superior ao seu custo histórico, depreciado pelas respectivas vidas úteis.

A ANEEL, em conformidade ao marco regulatório brasileiro, é responsável por estabelecer a vida útil econômica dos ativos de geração e transmissão do setor elétrico, com revisões periódicas nas estimativas. As taxas estabelecidas pela Agência são utilizadas nos processos de revisão tarifária, cálculo de indenização ao final da concessão e são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos da concessão. Dessa forma, essas taxas foram utilizadas como base para depreciação do Ativo Imobilizado.

De forma geral, a depreciação dos itens do ativo imobilizado, incluindo os consórcios, é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica e refletem a vida útil estimada dos bens. O valor residual dos ativos é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, pois, conforme estabelecido em contrato assinado entre a Companhia e a União, ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará a Companhia pelos ativos ainda não totalmente depreciados. Nos casos em que não há ou existe incerteza relacionada à indenização no final da concessão, como geração térmica e geração hidráulica em regime de produção independente, não é reconhecido qualquer valor residual e são ajustadas as taxas de depreciação para que todos os ativos sejam depreciados dentro da concessão.

A Companhia transferiu para o Ativo Financeiro os saldos contábeis remanescentes das usinas que tiveram o seu vencimento em julho de 2015 e que deverão ser objeto de indenização pelo poder Concedente. Mais informações na nota explicativa nº 12.

Consórcios

A Companhia participa no consórcio de geração de energia elétrica de Queimado, onde não foi constituída empresa com característica jurídica independente para administrar o objeto da referida concessão, sendo mantidos os controles no Ativo Imobilizado e Intangível. A parcela da Companhia no consórcio é registrada e controlada individualmente nas respectivas naturezas de ativo Imobilizado e Intangível apresentadas. Os saldos de consórcios registrados no exercício de 2014 e não constantes em 2015 referem-se aqueles que foram transferidos para a Aliança Geração, conforme mais detalhes na nota explicativa nº 13.

	Participação na energia gerada (%)	Taxa Média Anual de Depreciação (%)	31/12/2015	31/12/2014
Em serviço				
Usina de Porto Estrela	33,33	-	-	38.917
Usina de Igarapava	14,50	-	-	58.638
Usina de Funil	49,00	-	-	183.446
Usina de Queimado	82,50	4	212.784	212.531
Usina de Aimorés	49,00	-	-	548.781
Depreciação acumulada			(74.248)	(295.704)
Total em operação			**138.536**	**746.609**
Em curso				
Usina de Queimado	82,50	-	3.894	1.704
Usina de Funil	49,00	-	-	73
Usina de Aimorés	49,00	-	-	416
Usina de Igarapava	14,50	-	-	56
Usina de Porto Estrela	33,33	-	-	8
Total em construção			**3.894**	**2.257**

15. INTANGÍVEIS

A taxa de amortização média anual é de 20%, considerando as taxas determinadas na legislação do setor.

	31/12/2015			31/12/2014		
	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Residual	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Residual
Em Serviço	**85.111**	**(57.277)**	**27.834**	**99.716**	**(59.255)**	**40.461**
Servidão	11.451	(1.315)	10.136	13.467	(1.957)	11.510
Concessão Onerosa	19.169	(9.894)	9.275	34.649	(14.757)	19.892
Outros	54.491	(46.068)	8.423	51.600	(42.541)	9.059
Em Curso	**8.275**	**-**	**8.275**	**9.935**	**-**	**9.935**
Ativos em formação	8.275	-	8.275	9.935	-	9.935
Intangível Líquido	**93.386**	**(57.277)**	**36.109**	**109.651**	**(59.255)**	**50.396**

A movimentação do Ativo Intangível é como segue:

	31/12/2014	Adição	Aporte na Empresa Aliança Geração de Energia	Baixa	Indenização Usinas não Renovadas	Amortização	Capitalização/ Transferência	31/12/2015
Em Serviço	**40.461**	**3.874**	**(13.719)**	**-**	**(43)**	**(5.652)**	**2.913**	**27.834**
Servidão	11.510	54	(1.202)	-	(43)	(205)	22	**10.136**
Concessão Onerosa	19.892	3.820	(12.517)	-	-	(1.920)	-	**9.275**
Outros	9.059	-	-		-	(3.527)	2.891	**8.423**
Em Curso	**9.935**	**5.324**	**-**	**(1.366)**	-	**-**	**(5.618)**	**8.275**
Ativos em formação	9.935	5.324	-	(1.366)	-	-	(5.618)	**8.275**
Total	**50.396**	**9.198**	**(13.719)**	**(1.366)**	**(43)**	**(5.652)**	**(2.705)**	**36.109**

	01/01/2014	Adição	Amortização	Transferências	31/12/2014
Em Serviço	**45.409**	**-**	**(7.613)**	**2.665**	**40.461**
Servidão	12.087		(639)	62	11.510
Concessão Onerosa	23.385	-	(3.493)	-	19.892
Outros	9.937	-	(3.481)	2.603	9.059
Em Curso	**7.867**	**4.733**	**-**	**(2.665)**	**9.935**
Ativos em formação	7.867	4.733	-	(2.665)	9.935
Total	**53.276**	**4.733**	**(7.613)**	**-**	**50.396**

Os ativos intangíveis Servidão, Concessão Onerosa e Outros são amortizáveis pelo método linear e as taxas utilizadas são as definidas pela ANEEL, que representam o padrão de consumo destes direitos. A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos intangíveis, que são de vida útil definida. A Companhia não possui ativos intangíveis com vida útil indefinida.

16. FORNECEDORES

	31/12/2015	31/12/2014
Suprimento e Transporte de Energia Elétrica	260.221	225.112
Materiais e Serviços	71.602	83.898
	331.823	**309.010**
Circulante	**331.823**	**309.010**

17. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

Impostos, Taxas e Contribuições

As obrigações de PASEP/COFINS da Cemig Geração e Transmissão registradas no passivo não circulante referem-se ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo desses impostos, sendo requerida, inclusive, a compensação dos valores recolhidos nos últimos 10 anos. A Companhia obteve liminar para não efetuar o recolhimento e autorização para o depósito judicial a partir de 2008 e manteve esse procedimento até agosto de 2011. A partir dessa data, apesar de continuar a questionar judicialmente a base de cálculo, optou por recolher mensalmente as contribuições.

	31/12/2015	31/12/2014
Circulante		
ICMS	45.047	38.226
PASEP	7.959	5.802
COFINS	37.369	26.727
INSS	4.556	4.351
ISSQN	1.408	1.086
Outros	37.531	8.045
	133.870	**84.237**
Não Circulante		
PASEP	18.058	18.058
COFINS	83.175	83.175
	101.233	**101.233**
	235.103	**185.470**

O Imposto de Renda e Contribuição Social Não Circulante é divulgado na Nota Explicativa n° 9 destas Demonstrações Financeiras.

18. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

FINANCIADORES	31/12/2015						31/12/2014
	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	Moedas	Circulante	Não Circulante	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA							
KFW	2024	1,78%	Euro	4.474	7.153	11.627	10.526
Dívida em Moeda Estrangeira				**4.474**	**7.153**	**11.627**	**10.526**
MOEDA NACIONAL							
Banco do Brasil S.A.	2018	104,10% do CDI	R$	384.666	540.000	924.666	918.828
BNDES	2026	TJLP + 2,34%	R$	7.947	73.392	81.339	88.667
Nota Promissória – 5ª emissão	2015	106,85% do CDI	R$	-	-	-	1.483.984
Nota Promissória – 6ª emissão	2016	120% do CDI	R$	1.440.907	-	1.440.907	-
Banco da Amazônia	2018	CDI + 1,90%	R$	2.213	118.959	121.172	-
FINEP	2018	TJLP + 5% e TJLP + 8%	R$	3.165	5.485	8.650	12.095
Banco do Brasil S.A.	2017	108% do CDI	R$	286.427	147.449	433.876	450.569
Consórcio Pipoca (2)	2016	IPCA	R$	185	-	185	185
Dívida em Moeda Nacional				**2.125.510**	**885.285**	**3.010.795**	**2.954.328**
Total de Empréstimos e Financiamentos				**2.129.984**	**892.438**	**3.022.422**	**2.964.854**
Debêntures (1) – 2ª série - 2ª Emissão	2015	IPCA + 7,68%	R$	-	-	-	554.158
Debêntures (1) – 1ª série – 3ª Emissão	2017	CDI + 0,90%	R$	59.949	479.994	539.943	528.866
Debêntures (1) – 2ª série – 3ª Emissão	2019	IPCA + 6,00%	R$	13.503	261.390	274.893	248.272
Debêntures (1) – 3ª série – 3ª Emissão	2022	IPCA + 6,20%	R$	46.744	875.585	922.329	833.042
Debêntures (1) – 1ª série – 4ª Emissão	2016	CDI + 0,85%	R$	501.398	-	501.398	501.172
Debêntures (1) – 1ª série – 5ª Emissão	2018	CDI + 1,70%	R$	11.646	1.400.000	1.411.646	1.406.336
Debêntures (1) – 1ª série – 6ª Emissão	2018	CDI*1,60%	R$	67.248	970.008	1.037.256	-
Debêntures (1) – 2ª série – 6ª Emissão	2020	IPCA + 8,07%	R$	1.007	28.178	29.185	-
Total de Debêntures				**701.495**	**4.015.155**	**4.716.650**	**4.071.846**
Total Geral				**2.831.479**	**4.907.593**	**7.739.072**	**7.036.700**

(1) Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural.
(2) Crédito para integralização do capital social da Hidrelétrica Pipoca S.A.

A composição dos empréstimos, financiamentos e debêntures, por moeda e indexador, com a respectiva amortização é como segue:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 em diante	Total
Indexadores									
IPCA (1)	61.439	-	130.554	144.787	303.092	288.966	297.754	-	1.226.592
CDI (2)	2.754.454	2.081.443	1.574.967	-	-	-	-	-	6.410.864
TJLP (3)	11.112	10.793	10.009	7.659	7.659	7.659	7.658	27.440	89.989
Euro	4.474	4.474	2.679	-	-	-	-	-	11.627
Total	**2.831.479**	**2.096.710**	**1.718.209**	**152.446**	**310.751**	**296.625**	**305.412**	**27.440**	**7.739.072**

(1) Índice Preço ao Consumidor Amplo – IPCA
(2) Certificado Depósito Interbancário – CDI
(3) Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos, financiamentos e debêntures tiveram as seguintes variações:

Moeda	Variação % Acumulada em 2015	Variação % Acumulada em 2014	Indexador	Variação % Acumulada em 2015	Variação % Acumulada em 2014
Euro	31,71	0,02	IPCA	10,67	6,41
			CDI	13,23	10,81

A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2013	**4.092.806**
Financiamentos Obtidos	3.318.769
Variação Monetária e Cambial	102.533
Encargos Financeiros Provisionados	494.213
Encargos Financeiros Pagos	(390.354)
Amortização de Financiamentos	(581.267)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	**7.036.700**
Financiamentos Obtidos	3.160.000
Custos de Captação	(46.551)
Empréstimos Obtidos líquidos dos Custos de Captação	**3.113.449**
Variação Monetária e Cambial	117.855
Encargos Financeiros Provisionados	795.181
Encargos Financeiros Pagos	(773.691)
Amortização de Financiamentos	(2.550.422)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	**7.739.072**

Custos de empréstimos transferidos para investimentos

A Companhia não teve encargos de empréstimos e financiamentos vinculados a obras, transferidos para o Ativo Imobilizado no período de janeiro a dezembro de 2015.

Captações de Recursos

As captações de recursos em 2015 estão demonstradas a seguir:

	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	Valor Captado
Moeda Nacional			
Banco do Brasil	2015	106,90% do CDI	593.706
Debêntures 6ª emissão 1ª série	2018	CDI+1,60%	967.400
Debêntures 6ª emissão 2ª série	2020	IPCA + 8,07%	27.100
Nota Promissória 6ª emissão	2016	120% do CDI	1.406.880
Banco da Amazônia	2018	CDI+1,90%	118.363
Financiamentos Obtidos líquidos dos Custos de Captação			**3.113.449**

Garantias

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo devedor dos empréstimos e financiamentos é garantido da seguinte forma:

	31/12/2015
Nota Promissória e Aval	7.718.795
Recebíveis	8.650
Sem Garantia	11.627
TOTAL	**7.739.072**

Debêntures

As Debêntures de emissão da Companhia são do tipo "simples", não conversíveis em ações e, em 31 de dezembro de 2015 possuem as seguintes características:

	Vencimentos	Tipo garantia	Encargos Financeiros Anuais	Saldo em 31/12/2015	Saldo em 31/12/2014
2ª Série – 2ª Emissão	2015	Não há	IPCA + 7,68%	-	554.158
1ª Série – 3ª Emissão	2017	Quirografária	CDI + 0,90%	539.943	528.866
2ª Série – 3ª Emissão	2019	Quirografária	IPCA + 6,00%	274.893	248.272
3ª Série – 3ª Emissão	2022	Quirografária	IPCA + 6,20%	922.329	833.042
4ª Emissão	2016	Quirografária	CDI + 0,85%	501.398	501.172
5ª Emissão	2018	Quirografária	CDI + 0,70%	1.411.646	1.406.336
1ª Série – 6ª Emissão	2018	Quirografária	CDI*1,60%	1.037.256	-
2ª Série – 6ª Emissão	2020	Quirografária	IPCA + 8,07%	29.185	-
TOTAL				**4.716.650**	**4.071.846**

Para as Debêntures emitidas pela Companhia, não há cláusulas restritivas ("*Covenants*"), de repactuação, e debêntures em tesouraria. Há cláusula de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária, decorrente de inadimplemento em obrigação de valor individual ou agregado superior a R$50 milhões ("*cross default*").

Cláusulas Contratuais Restritivas – "*Covenants*"

A Companhia possui contrato de Financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), com Cláusula Restritiva ("*Covenants*") atrelada a índice financeiro, com exigibilidade de cumprimento anual, coincidente com o fim do exercício social, conforme segue:

Descrição da Cláusula Restritiva	Índice Requerido
Patrimônio/Ativo Total da Garantidora (Cia Energética de Minas Gerais)	Manter índice de capitalização de no mínimo 30%

Caso não consiga atingir o índice requerido, a Companhia terá seis meses, contados do fim do exercício social em que o índice foi apurado, para: (i) constituir garantias reais que, segundo avaliação do BNDES, representem 130,00% do valor do saldo devedor do contrato; ou (ii) apresentar balancete, auditado por auditor cadastrado na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que indique o retorno do índice requerido.

Em 31 de dezembro de 2015, esta cláusula restritiva foi atendida.

Emissão de Debêntures

Em 15 de julho de 2015, a Companhia concluiu a sua 6ª Emissão Pública de Debêntures, com esforços restritos de distribuição, por meio da qual foram emitidas 100.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, sendo 97.275 debêntures da 1ª série e 2.725 debêntures da 2ª série, com valor nominal unitário de R$ 10 na data de emissão, totalizando R$ 1.000.000. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados para pagamento de dívidas e/ou à recomposição de caixa em função de pagamento de dívidas.

As debêntures da 1ª série têm prazo de três anos a contar da data de emissão, com vencimento em 15 de julho de 2018, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 100% do CDI capitalizado de um *spread* de 1,60% ao ano. Os juros remuneratórios serão pagos anualmente e a amortização do principal em duas parcelas consecutivas, sendo a primeira devida em 15 de julho de 2017 e a segunda devida em 10 de julho de 2018.

As debêntures da 2ª série têm prazo de cinco anos a contar da data de emissão, com vencimento em 15 de julho de 2020, correção monetária pelo IPCA e pagam juros remuneratórios correspondentes a 8,07% ao ano. Os juros remuneratórios serão pagos anualmente e a amortização do principal, bem como da atualização monetária, em duas parcelas consecutivas, sendo a primeira devida em 15 de julho de 2019 e a segunda devida em 10 de julho de 2020.

A 6ª Emissão Pública de Debêntures da Cemig GT conta com o aval da sua controladora, a CEMIG.

Em 30 de dezembro de 2015, a Companhia concluiu a sua 6ª emissão de notas promissórias comerciais, totalizando R$ 1.440.000. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das notas promissórias foram destinados ao pagamento da 1ª parcela da bonificação pela outorga de concessões de usinas hidrelétricas referentes ao Lote D do Leilão ANEEL 12/2015. As notas promissórias têm prazo de 360 dias, com vencimento em 24 de dezembro de 2016, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 120,00% da variação acumulada das taxas médias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia - DI, over extra grupo, que serão pagos na data de vencimento. A 6ª emissão de notas promissórias da Cemig GT conta com o aval da sua controladora, a Cemig.

19. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	31/12/2015	31/12/2014
Reserva Global de Reversão – RGR	11.942	12.898
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	5.205	3.255
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	1.641	2.067
Programa de Incentivo às Fontes Altern. de Energia Elétrica – PROINFA	6.550	4.118
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	4.514	4.160
Pesquisa e Desenvolvimento	113.771	70.837
Pesquisa Expansão Sistema Energético	2.396	2.219
	146.019	**99.554**
Passivo Circulante	**56.019**	**45.727**
Passivo Não Circulante	**90.000**	**53.827**

20. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO

Fundo de Pensão Forluz (Plano de Pensão e Suplementação de Aposentados)

A Companhia é uma das patrocinadoras da Fundação Forluminas de Seguridade Social – Forluz, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes complementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A Forluz disponibiliza aos seus participantes os seguintes planos de benefícios de suplementação de aposentadoria:

Plano Misto de Benefícios Previdenciários ("Plano B") – Plano de contribuição definida na fase de acumulação de recursos para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo, bem como no recebimento dos benefícios por tempo de contribuição. A contribuição das Patrocinadoras é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários ("Plano A") – Inclui todos os participantes ativos e assistidos que optaram migrar do antigo plano de Benefício Definido, fazendo jus a um benefício proporcional saldado. No caso dos ativos, esse benefício foi diferido para a data da aposentadoria.

A Cemig Geração e Transmissão mantêm ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela Forluz, pagamentos de parte do prêmio de seguro de vida para os aposentados e contribui para um plano de saúde e um plano odontológico para os empregados, aposentados e dependentes, administrados pela Cemig Saúde.

Amortização das Obrigações Atuariais e Reconhecimento nas Demonstrações Financeiras

A Companhia demonstra nesta Nota Explicativa o passivo e as despesas em conexão com o Plano de Complementação de Aposentadoria, Plano de Saúde, Plano Odontológico e Seguro de Vida de acordo com os termos do Pronunciamento Técnico CPC 33 R1 (Benefícios a empregados) e laudo preparado por atuários independentes com base em 31 de dezembro de 2015.

Foi reconhecida pela Companhia uma obrigação a pagar referente a déficits atuariais passados relacionados ao Fundo de pensão no montante de R$183.659 em 31 de dezembro de 2015 (R$180.924 em 31 de dezembro de 2014). Esse valor foi reconhecido como obrigação a pagar pela Companhia e está sendo amortizado até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price) e reajustadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido de 6% ao ano.

No caso de obrigações com o fundo de pensão, tendo em vista que em 2014 o cálculo atuarial apresentava um passivo líquido menor que o saldo da dívida, o passivo reconhecido no Balanço Patrimonial naquele ano foi a dívida pactuada com a fundação para amortização das obrigações atuariais. Como essa dívida deverá ser paga mesmo em caso de superávit da Fundação, a Companhia mantem o registro integral da dívida, de forma específica, estando os impactos referentes à atualização monetária e juros registrados no resultado financeiro.

Informações atuariais

2015	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentados	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Valor Presente das Obrigações	1.803.638	277.652	6.173	126.699	2.214.162
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.492.692)	-	-	-	(1.492.692)
Passivo Líquido no Balanço Patrimonial	**310.946**	**277.652**	**6.173**	**126.699**	**721.470**

As mudanças no valor presente da obrigação de benefício definido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Obrigação de Benefício Definido em 31 de dezembro de 2013	**1.647.773**	**225.949**	**6.425**	**140.078**	**2.020.225**
Custo do Serviço Corrente	1.731	1.456	42	805	4.034
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	194.967	27.922	794	17.137	240.820
Perdas (Ganhos) Atuariais	128.265	(3.052)	(401)	3.453	128.265
Benefícios Pagos	(149.000)	(16.600)	(466)	(2.868)	(168.934)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2014	**1.823.736**	**235.675**	**6.394**	**158.605**	**2.224.410**
Custo do Serviço Corrente	1.407	1.684	52	867	4.010
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	209.663	28.328	769	18.855	257.615
Perdas (Ganhos) Atuariais	(69.921)	29.370	(533)	(29.069)	(70.153)
Alterações no plano - Serviço Passado	-	-	-	(19.616)	(19.616)
Benefícios pagos	(161.247)	(17.405)	(509)	(2.943)	(182.104)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2015	**1.803.638**	**277.652**	**6.173**	**126.699**	**2.214.162**

As mudanças no valor justo dos ativos dos planos são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2014	**1.813.406**
Retorno real dos Investimentos	(185.842)
Contribuições do Empregador	26.375
Benefícios pagos	(161.247)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2015	**1.492.692**

A Companhia realizou modificações no seguro de vida, a partir de 1º de janeiro de 2016, que implicaram em alterações no limite máximo do capital segurado. A alteração mencionada implicou em uma redução de R$19.616 nas obrigações pós-emprego registradas em 31 de dezembro de 2015, em contrapartida ao resultado do exercício de 2015.

Os valores reconhecidos na Demonstração de Resultado de 2015 e 2014 são como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do Serviço Corrente	1.407	1.684	52	867	4.010
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	209.663	28.328	769	18.855	257.615
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(209.916)	-	-	-	(209.916)
Custo do serviço passado	-	-	-	(19.616)	(19.616)
Despesa (Receita) Conforme Cálculo Atuarial	**1.154**	**30.012**	**821**	**106**	**32.093**
Ajuste Referente à Dívida com a Forluz	27.956	-	-	-	27.956
Despesa Total em 2015	**29.110**	**30.012**	**821**	**106**	**60.049**

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do Serviço Corrente	1.731	1.456	42	805	4.034
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	194.967	27.922	794	17.137	240.820
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(206.821)	-	-	-	(206.821)
Despesa (Receita) Conforme Cálculo Atuarial	**(10.123)**	**29.378**	**836**	**17.942**	**38.033**
Ajuste ao Teto de Ativo (Asset Ceiling)	10.123	-	-	-	10.123
Ajuste Referente à Dívida com a Forluz	22.402	-	-	-	22.402
Despesa Total em 2014	**22.402**	**29.378**	**836**	**17.942**	**70.558**

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2013	**182.791**	**225.949**	**6.425**	**140.078**	**555.243**
Despesa Reconhecida no Resultado	22.402	29.378	836	17.942	70.558
Contribuições Pagas	(24.269)	(16.600)	(466)	(2.868)	(44.203)
Perdas (Ganhos) atuariais (*)	-	(3.052)	(401)	3.453	-
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2014	**180.924**	**235.675**	**6.394**	**158.605**	**581.598**
Despesa Reconhecida no Resultado	29.110	30.012	821	19.722	79.665
Contribuições Pagas	(26.375)	(17.405)	(509)	(2.943)	(47.232)
Alterações no plano - Serviço Passado	-	-	-	(19.616)	(19.616)
Perdas (Ganhos) atuariais (*)	127.287	29.370	(533)	(29.069)	127.055
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2015	**310.946**	**277.652**	**6.173**	**126.699**	**721.470**

	2015	2014
Passivo Circulante	38.048	34.615
Passivo Não Circulante	683.422	546.983

(*) Reconhecida diretamente no Patrimônio Líquido

Em 2015 e 2014, as despesas com Fundo de Pensão foram registradas no resultado financeiro por representarem os juros e variação monetária incidentes sobre a dívida com a Forluz, conforme mencionado anteriormente nesta nota. As despesas com os planos de saúde, odontológico e seguro de vida são registradas como despesas operacionais.

A estimativa para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2016 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do Serviço Corrente	1.703	1.907	43	586	4.239
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	227.226	36.478	811	16.538	281.053
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(185.040)	-	-	-	(185.040)
Despesa Total em 2016 conforme cálculo atuarial	**43.889**	**38.385**	**854**	**17.124**	**100.252**

A expectativa de pagamento de benefícios para o exercício de 2016 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Estimativa de pagamento de benefícios	170.116	18.362	537	2.939	191.954

A Companhia tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão no exercício de 2016 no montante de R$27.825 e R$23.927 para o Plano de Contribuição Definida (registro diretamente no resultado do exercício).

As principais categorias de ativos do plano, como porcentagem do total de ativos do plano, são as seguintes:

	2015	2014
Ações de empresas brasileiras	6,86%	8,60%
Títulos de Renda Fixa	66,82%	59,08%
Imóveis	9,36%	7,88%
Outros	16,96%	24,44%
Total	**100,00%**	**100,00%**

Os ativos do Plano de Pensão incluem os seguintes ativos, avaliados pelo valor justo, da Cemig Geração e Transmissão:

	31/12/2015	31/12/2014
Debêntures não conversíveis emitidas pela Patrocinadora	169.880	222.756
Imóveis da Forluz ocupados pela Patrocinadora	49.450	49.450
	219.330	**272.206**

As principais premissas atuariais são conforme segue:

	2015	2014
Taxa anual de desconto para valor presente da obrigação atuarial	13,20%	12,00%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	13,20%	12,00%
Taxa anual de inflação de longo prazo	5,50%	5,50%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	7,61%	7,61%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000
Tábua biométrica de entrada de invalidez	Álvaro vindas	Álvaro vindas
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT 49	AT 49

A seguir, apresenta-se uma análise de sensibilidade considerando os efeitos de mudanças nas principais premissas atuariais utilizadas para determinar a obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2015:

Efeitos na obrigação de benefício definido	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Alteração na Tábua de Mortalidade em 1 ano	63.127	3.396	75	5.575	72.173
Decréscimo de 1% na taxa de desconto	165.935	31.672	695	21.539	219.841

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado utilizando-se o método do Crédito Unitário Projetado, mesmo método utilizado para calcular a obrigação de benefício definido reconhecida no Balanço Patrimonial. A Companhia não realizou alterações nos métodos utilizados para calcular suas obrigações pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

21. PROVISÕES

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

A Companhia constituiu provisões para as ações cuja expectativa de perda é considerada provável, baseada na sua avaliação e de seus assessores legais, para as quais será necessária uma saída de recursos financeiros para liquidar a obrigação, conforme segue:

	Saldo em 31/12/2014	Adições	Reversões	Liquidações	Saldo em 31/12/2015
Trabalhistas	54.482	3.057	(10.045)	(2.935)	44.559
Cíveis	93	219	-	(7)	305
Tributárias	3.652	1.733	(216)	(8)	5.161
Ambientais	851	-	(851)	-	-
Regulatórias	1.446	2.797	(1.406)	(167)	2.670
Outras	32.220	232	(7.204)	(233)	25.015
Total	**92.744**	**8.038**	**(19.722)**	**(3.350)**	**77.710**

	Saldo em 31/12/2013	Adições	Reversões	Liquidações	Saldo em 31/12/2014
Trabalhistas	21.047	39.819	(1.415)	(4.969)	54.482
Cíveis	20	170	(20)	(77)	93
Tributárias	13.180	13.129	(9.843)	(12.814)	3.652
Ambientais	860	809	(818)	-	851
Regulatórias	2	1.444	-	-	1.446
Outras	21.515	11.731	(288)	(738)	32.220
Total	**56.624**	**67.102**	**(12.384)**	**(18.598)**	**92.744**

A Administração da Companhia, tendo em vista os prazos e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório, acredita não ser praticável fornecer informações úteis aos usuários destas Demonstrações Financeiras a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, bem como de qualquer possibilidade de reembolsos. A Companhia acredita que eventuais desembolsos, em excesso aos montantes provisionados, após o desfecho dos respectivos processos, não afetarão, de forma relevante, o resultado das suas operações e da sua posição financeira.

Os detalhes sobre as principais provisões e passivos contingentes são como segue, sendo esta a melhor expectativa para os desembolsos futuros para estas contingências:

Provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável e passivos contingentes vinculados, relativos aos processos com expectativa de perda possível.

Trabalhistas

A Companhia é parte em diversas ações movidas por seus empregados e por empregados de empresas prestadoras de serviços. Essas ações versam, de modo geral, sobre horas extras, adicionais, verbas rescisórias, benefícios diversos, ajustes salariais e reflexos em plano de aposentadoria complementar. Além dessas ações, há outras ações relativas à terceirização de mão de obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadorias pela Forluz e ajustes salariais.

O valor da contingência é de, aproximadamente, R$128.889 (R$112.049 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R$44.559 (R$54.482 em 31 de dezembro de 2014) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia era parte em Dissídio Coletivo ajuizado pelas entidades representativas de seus empregados, cuja decisão transitou em julgado em 23 de fevereiro de 2015, condenando-a a conceder aumento real por produtividade, nos salários dos seus empregados, à base de 3% (três por cento) a serem aplicados desde 01 de novembro de 2012, o valor envolvido nesta ação era de R$30.579. Em 2015 a ação foi baixada tendo em vista que a Companhia celebrou Acordo Específico com as entidades sindicais para o pagamento dos valores retroativos, referente ao período de 01 de novembro de 2012 a 28 de fevereiro de 2015, de forma parcelada através da folha de pagamento.

Tributárias

A Companhia é parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, onde são discutidos, dentre outros, assuntos relativos ao Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana (IPTU), ao Programa de Integração Social (PIS), à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), ao Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ), à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e aos embargos à execução fiscal. O valor da contingência é de, aproximadamente, R$97.938 (R$78.473 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R$6.338 (R$3.652 em 31 de dezembro de 2014) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Ambientais

A Companhia está envolvida em assuntos ambientais, os quais se referem a áreas protegidas, licenças ambientais, recuperação de danos ambientais e outros, no montante de R$23.202 (R$18.685 em 31 de dezembro de 2014), para os quais não há saldo provisionado em 31 de dezembro de 2015 (R$851 em 31 de dezembro de 2014).

Regulatórias

A Companhia é ré em processos administrativos e judiciais onde são questionadas, principalmente, a redução de contrato de fornecimento de energia elétrica, a limitação de procedimento para operação de barragem de usina, auto de infração decorrente de fiscalização do órgão regulador, dentre outras. O valor da contingência é de, aproximadamente, R$16.145 (R$13.267 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R$2.670 (R$1.446 em 31 de dezembro de 2014) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Outros Processos no Curso Normal dos Negócios

Quebra de Contrato – Prestação de Serviço de Limpeza de Faixas de Servidão e Aceiros

A Companhia é parte em discussões quanto alegados prejuízos sofridos decorrentes de supostos descumprimentos contratuais quando da prestação de serviço de limpeza de faixas de servidão e aceiros. O valor provisionado foi de R$23.653 (R$23.745 em 31 de dezembro de 2014), sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar esta discussão.

Outras Ações

Adicionalmente às questões descritas acima, a Companhia está envolvida, como impetrante ou ré, em outros litígios, de menor relevância, relacionados ao curso normal de suas operações, no montante estimado de R$47.999 (R$26.399 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R$1.667 foram provisionados (R$8.475 em 31 de dezembro de 2014). A Administração acredita que possui defesa adequada para estes litígios e não são esperadas perdas relevantes, relacionadas a estas questões, que possam ter efeito adverso na posição financeira e no resultado das operações da Companhia.

Passivos contingentes, cuja expectativa de perda é considerada possível e a Companhia acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial.

Impostos e Demais Contribuições

A Companhia é parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos. Os detalhes das principais discussões são como segue:

Indenização do Anuênio

A Companhia pagou uma indenização aos empregados, no exercício de 2006, no montante de R$41.860, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia não efetuou os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerar que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa no futuro, em função de uma interpretação divergente da Receita Federal e do INSS, a Companhia impetrou mandados de segurança que permitiram o depósito judicial no valor de R$28.716, registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R$62.181 (R$56.386 em 31 de dezembro de 2014) e, com base nos argumentos acima, Administração classificou a probabilidade de perda como possível.

Contribuições Previdenciárias

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos contra a Companhia, relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: participação nos lucros e resultados - PLR, programa de alimentação do trabalhador (PAT), auxílio-educação, auxilio alimentação, Adicional Aposentadoria Especial, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat e multa por descumprimento de obrigação acessória. A Companhia apresentou as defesas e aguarda julgamento. O valor da contingência é de, aproximadamente, R$219.594 (R$196.281 em 31 de dezembro de 2014). A Administração classificou a probabilidade de perda como possível tendo em vista, inclusive, a avaliação de perda na esfera judicial, fundamentada na avaliação dos pedidos e precedentes jurisprudência relativa.

Não Homologação da Compensação de Créditos Tributários

A Receita Federal do Brasil não homologou a declaração de compensação de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica – DIPJ, além de pagamentos a maior, identificados pelos DARF's e/ou DCTF's, envolvendo os seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS. A Companhia está contestando a não homologação das compensações. O valor da contingência é de R$272.457 (R$250.154 em 31 de dezembro de 2014) e a probabilidade de perda foi classificada como possível, em razão do atendimento dos requisitos legais pertinentes, constantes no Código Tributário Nacional (CTN).

Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

A Receita Federal do Brasil lavrou auto de infração em razão da não adição ou dedutibilidade indevida de valores da base de cálculo da CSLL, com destaque para as parcelas relativas a: i) tributos com exigibilidade suspensa; ii) doações e patrocínios (Lei nº 8.313/91); e iii) multas por infrações de naturezas diversas. O montante desta contingência é de R$46.020 (R$25.535 em 31 de dezembro de 2014). A Companhia classificou a probabilidade de perda como possível em conformidade à análise da jurisprudência relativa à questão.

Questões Regulatórias

Contabilização de operações com venda de energia pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A AES Sul Distribuidora questiona, judicialmente, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessora da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), durante o período do racionamento, e obteve decisão judicial liminar favorável, em fevereiro de 2006, em que é determinado que a ANEEL atendesse ao pleito da Distribuidora e proceda, com a CCEE, à recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288 de 2002. Tal medida deveria ser efetivada na CCEE, a partir de novembro de 2008, e implicaria um desembolso adicional para a Companhia, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, com a CCEE, no valor aproximado de R$230.346 (R$195.470 em 31 de dezembro de 2014). A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de se depositar o valor devido, em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE.

A Companhia classificou a possibilidade de perda como possível em decorrência de se tratar de Acordo Geral do Setor Elétrico, no qual a Companhia possui documentação hábil para suas alegações.

Encargos de Serviços do Sistema - Resolução do Conselho Nacional de Política Energética

A Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, estabeleceu novos critérios para o Rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas. Pelos novos critérios, o custo dos Encargos do Serviço do Sistema (ESS) por motivo de segurança energética, que era rateado integralmente entre os consumidores livres e distribuidoras, passaria a ser rateado por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), inclusive geradores e comercializadores.

Em maio de 2013, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), da qual a Companhia é associada, obteve liminar sustando os efeitos dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 3, isentando os geradores do pagamento do ESS em conformidade à Resolução mencionada.

Em decorrência da Liminar, a CCEE efetuou a liquidação financeira de abril a dezembro de 2013, utilizando-se dos critérios anteriores à Resolução mencionada. Dessa forma, a Companhia efetuou o registro dos custos do ESS em conformidade aos critérios de liquidação financeira divulgados pela CCEE, sem os efeitos da Resolução CNPE nº 3.

Os pedidos da Autora (APINE) foram julgados procedentes em primeira instância, confirmando o provimento liminar concedido às suas associadas, dentre elas a Cemig Geração e Transmissão e suas subsidiárias. Esta decisão foi objeto de Recurso de Apelação distribuído à 7ª Turma do TRF – 1ª Região, que aguarda julgamento.

O valor da contingência é de, aproximadamente, R$155.251 (R$126.893 em 31 de dezembro de 2014). Apesar da decisão favorável em 1ª instância, os assessores jurídicos da Associação ainda consideraram o risco de perda desta contingência como possível, com o que a Companhia concorda uma vez que ainda não há elementos que permitam prever o resultado do julgamento do Recurso de Apelação interposto pela União Federal.

Questões Ambientais

Impactos Ambientais Decorrentes de Construção de Usinas

Determinada associação do meio ambiente requereu, por meio de ação civil pública, indenização por suposto dano ambiental coletivo em função da construção e operação da usina hidrelétrica de Nova Ponte.

Em decorrência de alterações promovidas na legislação ambiental e uniformização da jurisprudência, a Companhia, reavaliou os valores dos pedidos requeridos na ação para R$314.015 (R$253.706 em 31 de dezembro de 2014). A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial, associado ao fato da parte contrária não ter demonstrado elementos que comprovassem os seus argumentos, o que ensejará prova pericial para corroborar tais argumentos, assim, a Administração classificou a probabilidade de perda como possível.

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais, determinadas associação e particulares distribuíram Ações Civis Públicas (ACP's) e Ações Populares requerendo que a Companhia invista, no mínimo, 0,5% da receita operacional bruta anual das usinas Emborcação, Pissarrão, Funil, Volta Grande, Poquim, Paraúna, Miranda, Nova Ponte, Rio de Pedras e Peti, desde 1997, na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos existentes nos municípios onde estão localizadas as usinas, e indenização proporcional aos danos ambientais causados, que não possam ser recuperados, decorrentes da omissão no cumprimento da Lei do Estado de Minas Gerais nº 12.503/1997. A Companhia interpôs recursos para o Superior Tribunal de Justiça (STJ) e para o Supremo Tribunal Federal (STF). A Companhia, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, entende que se trata de discussão de matéria de índole infraconstitucional (existência de Lei Federal com objeto análogo) e matéria constitucional no que se refere à constitucionalidade ou não da norma estadual, a decisão final compete ao STJ e ao STF. Nenhuma provisão foi constituída, uma vez que a Administração classificou a probabilidade de perda como possível e o valor da contingência é de R$99.000 (R$76.844 em 31 de dezembro de 2014).

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou ações civis públicas requerendo a formação de Área de Preservação Permanente (APP) no entorno do reservatório da usina hidrelétrica de Capim Branco, suspensão dos efeitos das licenças ambientais e recuperação de supostos danos ambientais. A Companhia, baseada na opinião de seus assessores jurídicos acerca das alterações ocorridas no novo código florestal e na jurisprudência relativa ao tema, classificou a probabilidade de perda nesta discussão como possível, e o valor estimado da contingência é de R$64.338 (R$23.864 em 31 de dezembro de 2014).

Outros Passivos Contingentes

Irregularidades em Procedimentos Licitatórios

A Companhia foi parte em discussão quanto a supostas irregularidades em procedimentos licitatórios, regidos por edital de pregão eletrônico, no montante estimado de R$18.508 em 31 de dezembro de 2014, que foi extinto e arquivado, sem resolução de mérito, em razão da perda de objeto da denúncia.

Alteração do índice de correção monetária dos processos trabalhistas

O Tribunal Superior do Trabalho (TST), considerando posição adotada pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em duas ações diretas de inconstitucionalidade que tratavam do índice de correção monetária de precatórios federais, decidiu, em 04 de agosto de 2015, que os créditos trabalhistas deveriam ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), em substituição à Taxa Referencial (TR), para as ações trabalhistas que discutissem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009 nos processos em aberto. Em 16 de outubro de 2015, foi publicada liminar concedida pelo STF que suspendeu os efeitos da decisão do TST, por entender que é competência exclusiva do STF apreciar a existência de repercussão geral da matéria constitucional.

O valor estimado da diferença entre os índices de correção monetária dos processos trabalhistas é de R$16.062, e nenhuma provisão adicional foi constituída, em decorrência da Companhia, com base na avaliação de seus assessores jurídicos, ter avaliado a probabilidade de perda como possível, em decorrência da decisão do STF e da inexistência de posicionamento jurisprudencial consolidado ou análise da doutrina acerca do tema, após a liminar concedida pelo Supremo Tribunal Federal.

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

Em 31 de dezembro de 2015, o Capital Social da Companhia é de R$1.837.710, representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas, subscritas e integralizadas, sem valor nominal, de propriedade integral da Companhia Energética de Minas Gerais.

(a) Reservas

A composição da conta Reservas de Lucros é demonstrada como segue:

	31/12/2015	31/12/2014
Reservas de Lucros		
Reserva Legal	115.814	104.448
Reserva Incentivos Fiscais – SUDENE (1)	44.594	23.898
Reserva de Retenção de Lucros	2.325.471	1.180.947
	2.485.879	**1.309.293**

(1) Mais detalhes na Nota Explicativa nº 10

Reserva Legal

A constituição da Reserva Legal é obrigatória, até os limites estabelecidos por lei, e tem por finalidade assegurar a integridade do Capital Social, condicionada a sua utilização à compensação de prejuízos ou ao aumento do capital.

Reserva de Retenção de Lucros

As Reservas de Retenção de Lucros referem-se aos lucros não distribuídos em exercícios anteriores para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia e amortizações de empréstimos e financiamentos. As retenções são suportadas pelos orçamentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração nos períodos em referência.

Reserva de Incentivos Fiscais

A Receita Federal do Brasil reconheceu o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, inclusive do adicional, calculado com base no lucro da exploração na região da Sudene pelo prazo de 10 anos, a partir do ano-calendário de 2014. O valor do incentivo registrado foi de R$44.594, sendo R$23.898 em 2014 e R$20.696 em 2015. Esta reserva não pode ser utilizada para o pagamento de dividendos.

Reserva da Proposta de distribuição de dividendos adicionais

A Companhia registra na Reserva de Lucros os dividendos propostos pela administração que excedem a 50% do Lucro Líquido do exercício, dividendo mínimo previsto no Estatuto Social, são transferidos para o passivo, como dividendos a pagar, após a aprovação da proposta pela Assembleia Geral de Acionistas.

(b) Dividendos

O Estatuto Social da Companhia determina o pagamento de dividendos mínimos obrigatórios de 50% do Lucro Líquido do exercício, à sua Controladora antes da Reserva Legal.

Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, são pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 31 de dezembro do ano subsequente à geração do lucro, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais e processos de pagamento.

O Art. 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de Imposto de Renda e Contribuição Social, dos Juros sobre Capital Próprio pagos aos acionistas, que no caso da Cemig Geração e Transmissão foram calculados com base na variação da TJLP sobre o Patrimônio Líquido.

O Conselho de Administração deliberou pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio em 2015 no montante de R$195.407. Os benefícios fiscais decorrentes dos pagamentos foram de R$66.438, reconhecidos no resultado do exercício de 2015 (R$47.725 em 2014).

O cálculo dos dividendos para o exercício de 2015 e 2014 foram conforme segue:

	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
Dividendos Obrigatórios		
Resultado do Exercício	2.316.273	2.088.965
Dividendo Obrigatório – 50% do lucro líquido	1.158.137	1.044.483
Imposto de Renda na Fonte sobre os Juros sobre o Capital Próprio	29.311	21.055
	1.187.448	1.065.538
Dividendos registrados em conformidade ao previsto no Estatuto		
Juros sobre Capital Próprio	195.407	140.367
Dividendos intermediários	440.000	1.030.000
Dividendos Estatutários	552.041	-
	1.187.448	1.170.367
Dividendos por ação		
Dividendos Obrigatórios	**0,4099**	**0,3968**
Dividendos registrados	**0,4099**	**0,3968**

A Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2016, aprovou o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2015 no valor total de R$985.407, valor este inferior ao mínimo estatutário que era de R$1.158.137.

Dividendos Intermediários

O Conselho de Administração deliberou pagar dividendos intermediários no valor total de R$440.000, como antecipação aos dividendos mínimos obrigatórios, conforme aprovado em reunião realizada em 17 de dezembro de 2015.

Destinação do Resultado de 2015 - Proposta da Administração

O Conselho de Administração deliberou encaminhar à Assembleia Geral Ordinária ("AGO"), que foi realizada em 29 de abril de 2016, a seguinte proposta de destinação do Lucro Líquido de 2015, no montante de R$2.338 milhões, e ao saldo de lucros acumulados decorrente da realização de parcela da Reserva de Ajustes de Avaliação, no montante de R$48 milhões:

- R$117 milhões para constituição de Reserva Legal;
- R$440 milhões para pagamento de dividendos Estatutários;
- R$195 milhões para pagamento de Juros sobre o Capital Próprio;
- R$1.634 milhões para constituição de Reserva de Retenção de Lucros sendo R$21 milhões na conta de Reserva de Incentivos Fiscas, referente aos incentivos fiscais obtidos em 2015 em função dos investimentos realizados na região da Sudene e R$1.613 na conta de Reserva de Retenção de Lucros para garantir os investimentos da Companhia previstos para o exercício de 2016, conforme orçamento de capital.

Em decorrência das conclusões e resultados identificados pela investigação independente, contratada pela Eletrobrás em empreendimentos que possui participação, foi identificada a necessidade de ajuste nas demonstrações financeiras da Norte Energia S.A., investimento no qual a Cemig possui participação minoritária, cujo impacto na Cemig foi o registro de uma despesa de R$21.390 reconhecida no resultado com equivalência patrimonial no exercício findo em 31 de dezembro de 2015. No contexto da reapresentação destas demonstrações financeiras, o lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2016 no montante de R$2.338 milhões foi alterado para R$2.316 milhões.

Os Juros sobre capital próprio, no montante de R$195.407, correspondente a R$0,0675 por ação, foram considerados e compensados no cálculo do dividendo obrigatório de 2015, sendo apurado um benefício fiscal de R$66.438.

Lucro por ação – básico e diluído

O Lucro por ação foi calculado com base na média ponderada do número de ações ordinárias da Companhia em cada um dos períodos mencionados, conforme segue:

	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
Quantidade de Ações	2.896.785.358	2.896.785.358
Lucro do período	2.316.273	2.088.965
Lucro por ação – básico e diluído (em R$)	0,7996	0,7211

A Companhia não possui instrumentos dilutivos, motivo pelo qual o Lucro Diluído é igual ao Lucro Básico.

Ajustes de avaliação patrimonial

	31/12/2015	31/12/2014
Ajustes de Passivos Atuariais – Beneficios a Empregados	(143.508)	(59.653)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	14.433	-
Diferenças Cambiais de equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	90	-
Custo Atribuído de Imobilizado	489.208	536.970
Ajustes de avaliação patrimonial	**360.223**	**477.317**

23. RECEITA

A composição da Receita da Companhia é conforme segue:

	31/12/2015	31/12/2014
Fornecimento bruto de energia elétrica – com impostos (a)	5.915.764	5.618.960
Receita de Transmissão – com impostos (b)	339.325	629.074
Receita de Construção (c)	146.030	80.358
Transações com energia na CCEE (d)	2.355.605	2.280.683
Receita de Indenização de Transmissão (e)	100.528	420.013
Outras receitas operacionais	25.911	26.318
Impostos e Encargos Incidentes sobre as Receitas (f)	(1.505.965)	(1.340.689)
	7.377.198	**7.714.717**

(a) Fornecimento Bruto de Energia Elétrica

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	MWh (*)		R$	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Industrial	18.465.652	21.026.305	3.630.137	3.228.825
Comercial	366.787	323.367	89.521	73.928
Subtotal	**18.832.439**	**21.349.672**	**3.719.658**	3.302.753
Fornecimento Não Faturado, Líquido	-	-	(3.274)	91.279
	18.832.439	**21.349.672**	**3.716.384**	**3.394.032**
Suprimento a Outras Concessionárias (**)	11.133.516	14.173.916	2.350.386	2.166.728
Suprimento não Faturado Líquido	-	-	(151.006)	58.200
	29.965.955	**35.523.588**	**5.915.764**	**5.618.960**

(*) Informações, em MWh, não auditadas pelos auditores independentes.
(**) Inclui Contrato de vendas no ACR às distribuidoras, vendas no ACL às comercializadoras e geradoras e contratos bilaterais com outros agentes.

(b) Receita de Transmissão

A Receita de Transmissão compreende a parcela recebida dos agentes do setor elétrico referente à operação e manutenção da rede de linhas de transmissão pertecentes ao Sistema Nacional Interligado – SIN, denominada Rede Básica, representada pela Receita Anual Permitida – RAP.

(c) Receita de Construção

A Receita de Construção corresponde aos investimentos em ativos da concessão de transmissão realizados pela Companhia no período e é totalmente compensada pelos custos de construção.

(d) Receita com Transações com energia na CCEE

A receita com transações com energia na CCEE corresponde à apuração mensal do resultado líquido positivo das liquidações das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, no âmbito da CCEE.

Em 2015 a Companhia reconheceu uma receita no valor de R$63.306 referente à Repactuação do Risco Hidrológico. O valor registrado foi apurado com base nos critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015.

e) Receita de Indenização de Transmissão

Em junho de 2014, a Companhia reverteu provisão registrada em 2012 no valor de R$63.315, referente aos investimentos em transmissão realizados no período de maio a dezembro de 2012 e que foram incluídos no Laudo de avaliação protocolado na ANEEL em 31 de julho de 2014. Essa provisão foi registrada na época em função de incertezas relacionadas ao processo de indenização dos ativos referentes ao período mencionado.

Em dezembro de 2014, a Companhia registrou uma receita de R$356.698 referente à diferença entre o valor do Laudo preliminarmente fiscalizado pela ANEEL, que corresponde a uma indenização de R$953.601 (líquido dos R$285.438 já recebidos), e o valor contábil de R$596.903. Mais informações na Nota Explicativa nº 12.

Em 2015 a Companhia reconheceu no resultado financeiro o valor de R$100.528 correspondente à atualização, pelo IGP-M, do saldo de indenização a receber existente em dezembro de 2014 (R$953.601). O montante a receber em 31 de dezembro de 2015 corresponde a R$1.054.129.

(f) Impostos e Encargos Incidentes sobre a Receita

	31/12/2015	31/12/2014
Tributos sobre a Receita		
ICMS	568.308	530.249
COFINS	540.965	539.394
PIS-PASEP	117.415	117.073
ISSQN	1.176	1.071
	1.227.864	**1.187.787**
Encargos do Consumidor		
Reserva Global de Reversão – RGR	32.821	35.328
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	25.158	16.829
PROINFA	27.460	28.786
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	28.572	28.727
Fundo Nacional de Desen. Científico e Tecnológico - FNDCT	28.572	28.785
Pesquisa Expansão Sistema Energético - EPE	14.286	14.447
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	21.897	-
Compensação Financ. pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	99.335	-
	278.101	**152.902**
	1.505.965	**1.340.689**

24. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal (a)	334.845	303.618
Participação dos Empregados no Resultado	35.383	54.861
Obrigações Pós-Emprego	30.939	48.156
Materiais	15.589	16.428
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia	83.723	282.447
Serviços de Terceiros (b)	159.432	171.559
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-	122.593
Depreciação e Amortização	252.897	296.841
Provisões	106.443	84.305
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	293.484	273.211
Energia Elétrica Comprada para Revenda (c)	2.601.484	1.692.445
Custo de Construção de Infraestrutura de Transmissão (d)	146.030	80.358
Outros Custos e Despesas Operacionais Líquidos (e)	73.380	160.795
	4.133.629	**3.587.617**

a) Despesa com Pessoal	31/12/2015	31/12/2014
Remunerações e Encargos	289.969	257.304
Contribuições para Suplementação de Aposentadoria – Plano de Contribuição Definida	21.687	20.448
Benefícios Assistenciais	30.849	31.245
	342.505	**308.997**
(-) Custos com Pessoal Transferido para o Ativo	(8.134)	(6.258)
	334.371	**302.739**
Provisão de Programa de Desligamento Voluntário de empregados	474	879
	334.845	**303.618**

b) Serviços de Terceiros	2015	2014
Comunicação	5.824	4.868
Manutenção e Conservação de Instalações e Equip. Elétricos	34.981	34.201
Conservação e Limpeza de Prédios	27.042	24.937
Mão de Obra Contratada	708	1.333
Fretes e Passagens	3.423	4.178
Hospedagem e Alimentação	4.784	5.453
Vigilância	14.752	13.523
Consultoria	6.553	3.687
Manutenção e Conservação de Móveis Utensílios	5.290	8.204
Manutenção e Conservação de Veículos	3.386	3.999
Energia Elétrica	3.283	2.266
Meio Ambiente	16.589	22.811
Limpeza de Faixas	2.240	2.662
Serviços de Reprografia	1.549	1.625
Serviços advocatícios e Custas Processuais	4.171	6.050
Outros	24.857	31.762
	159.432	**171.559**

c) Energia Elétrica Comprada para Revenda	31/12/2015	31/12/2014
Energia de curto prazo - CCEE	30.844	63.458
Energia adquirida no Ambiente Livre	2.762.181	1.762.132
Créditos de PASEP/COFINS	(191.541)	(133.145)
	2.601.484	**1.692.445**

Em função da redução da capacidade de geração de energia, tendo em vista o término da concessão de algumas usinas, a Companhia aumentou o volume de compra de energia no mercado livre visando dispor da quantidade necessária para atendimento aos contratos previamente firmados.

d) Custo de Construção de Infraestrutura de Transmissão	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal	778	663
Materiais	81.892	40.236
Serviços de Terceiros	61.759	36.013
Arrendamentos e Aluguéis	-	23
Outros	1.601	3.423
	146.030	**80.358**

(e) Outros Custos e Despesas Operacionais	31/12/2015	31/12/2014
Arrendamentos e Aluguéis	19.981	22.878
Propaganda e Publicidade	2.022	1.064
Subvenções e Doações	18.880	32.325
Taxa de Fiscalização da ANEEL	-	21.479
Impostos e Taxas (IPTU, IPVA e outros)	1.471	4.925
Contribuição ao MAE	4.098	3.887
Seguros	2.876	3.031
Prejuízo (Ganho) Líquido na Desativação e Alienação de Bens	7.141	55.967
FORLUZ – Custeio Administrativo	4.770	5.015
Outros	12.141	10.224
	73.380	**160.795**

Arrendamento Mercantil Operacional

A Companhia possui contratos de Arrendamento Mercantil Operacional relacionados, basicamente, a veículos e edificações prediais utilizadas em suas atividades operacionais.

25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	31/12/2015	31/12/2014
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de Aplicação Financeira	120.071	113.108
Acréscimos Moratórios de Contas de Energia	9.007	10.395
Variação Monetária	9.505	12.780
Variação Monetária S/ Depósitos Vinculados a Litígios	38.400	-
Ajuste a Valor Presente	1.446	-
Rendas de Antecipação de Pagamento	12.274	356
PASEP e COFINS sobre receitas financeiras	(6.898)	-
Outras	20.936	9.075
	204.741	**145.714**
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de Empréstimos e Financiamentos	(795.181)	(494.213)
Variação Monetária – Forluz	(29.110)	(22.402)
Variação Monetária – Empréstimos e Financiamentos	(114.477)	(105.379)
Variações Monetárias – Concessão Onerosa	(10.829)	(16.362)
Variações Monetárias	(10.667)	(6.659)
Outras	(29.971)	(35.189)
	(990.235)	**(680.204)**
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	**(785.494)**	**(534.490)**

26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 1, a Companhia é uma subsidiária integral da Cemig, cujo acionista controlador é o Governo do Estado de Minas Gerais. A Cemig Distribuição e a Light também são, controlada e controlada em conjunto da Cemig, respectivamente.

Os principais saldos e transações com partes relacionadas da Companhia são como segue:

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Controladora								
CEMIG								
Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	-	-	-	276	-	-	-	(2.116)
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos (Reapresentado)	-	-	718.137	-	-	-	-	-
Controlada em conjunto								
Madeira Energia								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	-	-	-	-	(500.403)	(109.865)
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica	86.941	-	-	-	-	-	-	-
Baguari Energia								
Circulante								
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	5.788	20.183	-	-	-	-	-	-
Pipoca								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	1.481	-	-	-	(11.120)	-
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	593	-	-	-	-	-	-	-
Renova								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	1.518	1.462	-	-	(12.387)	(11.924)
Não Circulante								
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica	60.000	-	-	-	-	-	-	-
Outras partes relacionadas								
Cemig Distribuição								
Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	-	-	-	-	2.898	1.285	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	11.096	11.988	2.646	2.773	206.422	122.234	(37.258)	(35.447)
Não Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	1.563	2.319	-	-	-	-	-	-
Light								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (2)	593	230	405	132	46.980	8.731	-	-
TAESA								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	4.618	1.570	-	-	(33.455)	(13.432)
Governo do Estado de Minas Gerais								
Não Circulante								
Debêntures (3)	-	-	-	-	-	-	-	(30.201)
FIC Pampulha								
Circulante								
Títulos e Valores Mobiliários	404.913	679.213	-	-	51.058	65.574	-	-
Não Circulante								
Títulos e Valores Mobiliários	6.642	10.283	-	-	-	-	-	-

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Outras partes relacionadas								
FORLUZ								
Circulante								
Obrigações Pós-emprego (4)	-	-	17.192	14.681	-	-	(29.110)	(22.402)
Despesa de Pessoal (5)	-	-	-	-	-	-	(21.687)	(20.448)
Custeio Administrativo (6)	-	-	-	-	-	-	(4.770)	(5.015)
Arrendamento Operacional (7)	-	-	332	308	-	-	(3.938)	(4.292)
Não Circulante								
Obrigações Pós-emprego (4)	-	-	293.754	166.243	-	-	-	-
Cemig Saúde								
Circulante								
Plano de Saúde e odontológico (8)	-	-	17.913	17.066	-	-	(30.833)	(30.214)
Não Circulante								
Plano de Saúde e odontológico (8)	-	-	265.912	225.003	-	-	-	-

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão demonstrados abaixo:

(1) Convênio de Cooperação Técnica entre Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão instituído pelo Despacho ANEEL 3.924/2008;
((2) As operações de venda e compra de energia elétrica, entre geradores e distribuidores, foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal e as operações de transporte de energia elétrica, realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Estas operações ocorrem em termos equivalentes aos que prevalecem nas transações com partes independentes;
(3) Emissão Privada de Debêntures Simples não conversíveis em ações no valor de R$120.000, atualizada pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Irapé, com resgate após 25 anos da data de emissão. Em 30 de dezembro de 2014, a Cemig Geração e Transmissão, realizou a aquisição facultativa da totalidade das debêntures subscritas pelo Estado de Minas Gerais, emitidas para a construção e implantação da Usina Hidrelétrica (UHE) Irapé;
(4) Os contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE e serão amortizados até o exercício de 2024 (vide Nota Explicativa nº 20);
(5) Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto e calculadas sobre as remunerações mensais (vide Nota Explicativa nº 24) em conformidade ao regulamento do Fundo;
(6) Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade à legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia;
(7) Aluguel do edifício sede;
(8) Contribuição pela patrocinadora ao plano de saúde e odontológico dos empregados (vide Nota Explicativa nº 20).

Vide mais informações referentes às principais transações realizadas nas Notas Explicativas nº 7, 16 e 23.

Adiantamento de entrega futura de energia elétrica à Santo Antônio Energia S.A. (SAESA)

A Cemig Geração e Transmissão (Cemig GT) realizou, em 06 de fevereiro de 2015, adiantamento de entrega futura de energia elétrica no montante de R$74.667, conforme condição do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica firmado entre a Cemig GT e SAESA em 19 de março de 2009. Para efeito de quitação, este valor será atualizado a uma taxa de 135% do CDI e será compensado com os faturamentos que serão realizados pela SAESA em função do suprimento de energia.

O valor atualizado em 31 de dezembro de 2015 é de R$86.941, com previsão contratual para compensação integral deste saldo com os faturamentos pela SAESA até março de 2016.
A compensação foi concluída em 15 de março de 2016.

Adiantamento de entrega futura de energia elétrica à Renova Comércio de Energia S/A.

A Cemig Geração e Transmissão (Cemig GT) realizou, em dezembro de 2015, adiantamento de entrega futura de energia elétrica no montante de R$60.000, conforme condição do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica firmado entre a Cemig GT e RENOVA em 25 de março de 2014. Para efeito de quitação, este valor será atualizado a uma taxa de 150% do CDI.

Aplicações em fundo de investimento reservado – FIC Pampulha

A Cemig GT aplica parte de seus recursos financeiros em um fundo de investimento reservado, que tem característica de renda fixa e segue a política de aplicações da Companhia. Os montantes aplicados pelo fundo estão contabilizados na rubrica "Títulos e Valores Mobiliários" no ativo circulante e não circulante em 31 de dezembro de 2015, proporcionalmente à participação da Companhia no fundo.

Os recursos destinados ao fundo de investimento são alocados somente em emissões públicas e privadas de títulos de renda fixa, sujeitos, apenas, a risco de crédito, com prazos de liquidez diversificados, aderentes às necessidades dos fluxos de caixa dos cotistas.

As aplicações financeiras em títulos de partes relacionadas, correspondentes à participação da Cemig GT no fundo de investimento de 29,71%, em 2015 e 44,89% em 2014, estão descritas abaixo:

Emissor do Título	Tipo	Condições Contratuais Anuais	Vencimento	Cemig GT 29,71%
Axxiom	Debêntures	109,00% do CDI	29/01/2017	3.369
Cemig GT	Debêntures	CDI + 0,75%	23/12/2016	14.807
Cemig GT	Debêntures	CDI + 0,90%	15/02/2017	3.212
Cemig GT	Debêntures	CDI + 1,60%	15/07/2018	15.889
Ativas	Debêntures	CDI + 3,50%	01/07/2017	6.461
Ativas	Debêntures	CDI + 3,50%	01/07/2017	8.076
ETAU	Debêntures	108,00% do CDI	01/12/2019	2.988
Brasnorte	Debêntures	108,00% do CDI	22/06/2016	845
				55.647

Emissor do Título	Tipo	Condições Contratuais Anuais	Vencimento	Cemig GT 44,89%
Axxiom	Debêntures	109,00% do CDI	29/01/2016	4.978
Cemig GT	Debêntures	CDI + 0,75%	23/12/2016	22.463
Cemig GT	Debêntures	CDI + 0,90%	15/02/2017	4.791
Cemig GT	Notas Promissórias	106,85% do CDI	22/06/2015	9.519
ETAU	Debêntures	108,00% do CDI	01/12/2019	4.533
Cemig Telecom	Notas Promissórias	110,40% do CDI	14/12/2015	2.252
				48.536

Remuneração do pessoal chave da Administração

Os custos totais com o pessoal chave da administração, nos exercícios de 2015 e 2014, são demonstrados na tabela abaixo:

	2015	2014
Remuneração	2.962	2.294
Participação nos Resultados	383	716
Benefícios Assistenciais	274	219
Total	**3.619**	**3.229**

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

Os Instrumentos Financeiros da Companhia estão restritos a Caixa e Equivalentes de Caixa, Títulos e Valores Mobiliários, Consumidores e Revendedores, Concessionários – Transporte de Energia, Ativo Financeiro da Concessão, Fundos Vinculados, Depósitos Vinculados a Litígios, Empréstimos e Financiamentos, Obrigações com concessões a pagar e fornecedores, Obrigações Pós-Emprego, sendo os ganhos e perdas obtidos nas operações integralmente registrados no resultado do exercício ou no patrimônio líquido, de acordo com o Regime de Competência.

Os Instrumentos Financeiros da Companhia foram reconhecidos inicialmente ao valor justo e encontram-se atualmente classificados conforme abaixo:

- Empréstimos e Recebíveis: encontram-se nesta categoria os Equivalentes de Caixa, Créditos com Consumidores, Revendedores e Concessionários de Transporte de Energia, Fundos Vinculados e Ativos Financeiros não abarcados pela Medida Provisória 579, convertida em Lei de nº 12.783/13. São reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos.
- Instrumentos Financeiros ao valor justo por meio do resultado: encontram-se nesta categoria Títulos e Valores Mobiliários mantidos para negociação e Opções de Vendas. São mensurados ao valor justo e os ganhos ou as perdas são reconhecidos, diretamente, no resultado.
- Instrumentos Financeiros mantidos até o vencimento: encontram-se nesta categoria os Títulos e Valores Mobiliários. Há a intenção positiva de mantê-los até o vencimento. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.
- Instrumentos Financeiros disponíveis para venda: encontram-se nesta categoria os ativos financeiros da concessão abarcados pela Medida Provisória 579, convertida em Lei de nº 12.783/13. São mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalentes ao valor justo na data destas Demonstrações Financeiras;

- Passivos financeiros não derivativos: encontram-se nesta categoria os Empréstimos e Financiamentos, Obrigações com Debêntures, Dívida pactuada com Fundo de Pensão (FORLUZ), concessões a pagar, obrigações pós emprego e Fornecedores. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva. A Companhia efetuou o cálculo do valor justo de seus Empréstimos, Financiamentos e Debêntures utilizando a taxa CDI + 4,05%, com base na última captação. Para aqueles Empréstimos, Financiamentos e Debêntures com taxas anuais entre IPCA + 6,00% a 8,07%, CDI + 1,60% a 4,05%, a Companhia considerou seu valor justo substancialmente igual ao contábil. Para os financiamentos do BNDES e ELETROBRAS o valor justo conceitualmente é similar ao saldo contábil, devido às características específicas das operações.

Categoria dos Instrumentos financeiros	31/12/2015		31/12/2014	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros:				
Empréstimos e Recebíveis				
Equivalentes de Caixa - Bancos	1.556	1.556	5.273	5.273
Equivalentes de Caixa - Aplicações	282.147	282.147	285.276	285.276
Fundos Vinculados	870	870	38	38
Consumidores e Revendedores	970.079	970.079	649.571	649.571
Concessionários - Transporte de Energia	37.942	37.942	37.655	37.655
Ativos Financeiros da Concessão	1.600.553	1.600.553	953.601	953.601
	2.893.147	**2.893.147**	**1.931.414**	**1.931.414**
Mantidos até o Vencimento				
Títulos e Valores Imobiliários	145.406	145.009	69.648	69.125
Valor justo por meio do resultado:				
Mantidos para negociação				
Títulos e Valores Mobiliários	1.771.398	1.771.398	541.389	541.389
Passivos Financeiros:				
Valor justo por meio do resultado:				
Opções de venda SAAG	147.614	147.614	29.028	29.028
Fornecedores	331.823	331.823	309.010	309.010
Concessões a Pagar	21.389	19.275	170.880	213.467
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	7.739.072	7.708.514	7.036.700	7.028.499
Dívida Pactuada com Forluz	183.659	183.659	180.924	180.924
	8.275.943	**8.243.271**	**7.697.514**	**7.731.900**

a) Gestão de riscos

O Gerenciamento de Riscos corporativos é uma ferramenta de Gestão Integrante das práticas de Governança Corporativa alinhada com o Processo de Planejamento, o qual define os objetivos estratégicos dos negócios da Companhia.

A Companhia possui um Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros com o objetivo de implementar diretrizes e monitorar o Risco Financeiro de operações que possam comprometer a liquidez e a rentabilidade da Companhia, recomendando estratégias de proteção (*hedge*) aos riscos de câmbio, juros e inflação, os quais estão efetivos em linha com a estratégia da Companhia.

Os principais riscos de exposição da Companhia estão relacionados a seguir:

Risco de taxas de câmbio

A Cemig Geração e Transmissão não tem exposição relevante em relação ao risco de elevação das taxas de câmbio em relação ao Real.

Risco de Taxa de juros

A Companhia está exposta aos riscos de elevação das taxas de juros nacionais, em 31 de dezembro de 2015. Esta exposição ocorre em função do passivo líquido indexado à variação das taxas de juros, conforme demonstrado a seguir:

EXPOSIÇÃO DA COMPANHIA ÀS TAXAS DE JUROS NACIONAIS	31/12/2015	31/12/2014
Ativos		
Equivalentes de Caixa - Aplicações (nota 5)	282.147	285.276
Títulos e Valores Mobiliários (nota 6)	1.916.804	611.037
Fundos Vinculados	870	38
	2.199.821	896.351
Passivos		
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures CDI (nota 18)	(6.410.864)	(5.289.762)
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures TJLP (nota 18)	(89.989)	(100.762)
	(6.500.853)	(5.390.524)
Passivo Líquido Exposto	**(4.301.032)**	**(4.494.173)**

Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de taxas de juros mais relevantes, a Companhia estima, que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2016, as taxas SELIC e TJLP serão de 14,25% e 7,50%, respectivamente. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável. A taxa CDI acompanha a taxa SELIC.

Estimativa de cenários de evolução da taxa de juros deverá considerar a projeção dos cenários da Companhia, com base nos seus consultores financeiros, conforme descrito na Política de *Hedge*.

Risco - Alta nas Taxas de juros nacionais	31/12/2015	31 de dezembro de 2016		
	Valor Contábil	Cenário Provável SELIC 14,25% TJLP 7,50%	Cenário Possível SELIC 17,81% TJLP 9,38%	Cenário Remoto SELIC 21,38% TJLP 11,25%
Ativos				
Equivalentes de Caixa - Aplicações (nota 5)	282.147	322.353	332.397	342.470
Títulos e Valores Mobiliários (nota 6)	1.916.804	2.189.949	2.258.187	2.326.617
Fundos Vinculados	870	994	1.025	1.056
	2.199.821	2.513.296	2.591.609	2.670.143
Passivos				
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures- CDI (nota 18)	(6.410.864)	(7.324.412)	(7.552.639)	(7.781.507)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures- TJLP (nota 18)	(89.989)	(96.738)	(98.430)	(100.113)
	(6.500.853)	(7.421.150)	(7.651.069)	(7.881.620)
Passivo Líquido Exposto	**(4.301.032)**	**(4.907.854)**	**(5.059.460)**	**(5.211.477)**
Efeito Líquido da Variação da SELIC		**(606.822)**	**(758.428)**	**(910.445)**

Risco de Elevação da Inflação

A Companhia está exposta ao risco de elevação da inflação, em 31 de dezembro de 2015. Esta exposição ocorre em função do passivo líquido indexado à variação do IPCA, conforme demonstrado a seguir:

EXPOSIÇÃO DA COMPANHIA À ELEVAÇÃO DA INFLAÇÃO	31/12/2015	31/12/2014
Passivo		
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IPCA (nota 18)	(1.226.592)	(1.635.650)
(-) Ativos Financeiros da Concessão – IGP-M	1.054.129	953.601
Passivo Líquido Exposto	**(172.463)**	**(682.049)**

Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de taxas de juros mais relevantes, a Companhia estima que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2016, as taxas IPCA e IGP-M serão de 6,99% e 7,96%, respectivamente. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta nas taxas de 25,00% e 50,00% em relação ao cenário provável.

Risco - Elevação da inflação	31/12/2015	31 de dezembro de 2016		
	Valor Contábil	Cenário Provável IPCA 6,99% IGP-M 7,96%	Cenário Possível 8,74% IGP-M 9,95%	Cenário Remoto IPCA 10,49% IGP-M 11,94%
Ativos				
Ativos Financeiros da Concessão – IGP-M	1.054.129	1.138.038	1.159.015	1.179.992
Passivos				
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures- IPCA (nota 18)	(1.226.592)	(1.312.331)	(1.333.796)	(1.355.262)
Passivo Líquido Exposto	**(172.463)**	**(174.293)**	**(174.781)**	**(175.270)**
Efeito Líquido da Variação da inflação		**(1.830)**	**(2.318)**	**(2.807)**

Risco de Liquidez

A Cemig Geração e Transmissão apresenta uma geração de caixa suficiente para cobrir suas exigências de caixa vinculadas às suas atividades operacionais.

A Cemig Geração e Transmissão administra o risco de liquidez acompanhando permanentemente e de forma conservadora o seu fluxo de caixa, numa visão orçamentária, que projeta os saldos, mensalmente, em um período de 12 meses, e de liquidez diária, que projeta os saldos diariamente para 180 dias.

As alocações de curto prazo obedecem, igualmente, a princípios rígidos e estabelecidos em Política de Aplicações, aprovada pelo Comitê de Riscos Financeiros, manejando seus recursos em fundos de investimento reservados de crédito privado, sem riscos de mercado, com a margem excedente aplicada diretamente em CDBs ou operações compromissadas remuneradas pela taxa CDI.

Na gestão das aplicações, a empresa busca obter rentabilidade nas operações a partir de uma rígida análise de crédito bancário, observando limites operacionais com bancos baseados em avaliações que levam em conta ratings, exposições e patrimônio. Busca, também, retorno trabalhando no alongamento de prazos das aplicações, sempre com base na premissa principal, que é o controle da liquidez.

Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, podendo acarretar redução da receita caso ocorra a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica.

Na data base destas demonstrações financeiras, a Companhia apresentava excesso de passivos circulantes sobre ativos circulantes conforme descrito na nota explicativa 1.

O fluxo de pagamentos das obrigações da Companhia, com empréstimos, financiamentos e debêntures, pós e pré-fixadas (quando existentes), incluindo os juros futuros até as datas de vencimentos contratuais, pode ser observado na tabela abaixo:

	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos Financeiros à taxa de Juros:						
- Pós-fixadas						
Fornecedores	323.781	8.042	-	-	-	331.823
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.517	218.303	2.794.544	6.205.242	929.261	10.148.867
Concessões a pagar	222	684	1.779	9.408	14.326	26.419
Dívida Pactuada com Fundo de Pensão (FORLUZ)	2.311	7.047	19.238	131.068	133.954	293.618
	327.831	**234.076**	**2.815.561**	**6.345.718**	**1.077.541**	**10.800.727**

Risco de Crédito

O risco decorrente da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas, advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes, é considerado baixo. A Companhia faz um acompanhamento buscando reduzir a inadimplência, de forma individual, junto aos seus consumidores. Também são estabelecidas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos eventualmente em atraso.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa de 31 de dezembro de 2015, considerada como adequada em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia, foi de R$4.244.

No que se refere ao risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas, advindas da decretação de insolvência de instituição financeira em que mantenha depósitos, foi aprovada uma Política de Aplicação Financeira que vigora desde 2004.

A Cemig GT administra o risco de contraparte de instituições financeiras com base em uma política interna aprovada pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros da Companhia.

Esta Política avalia e dimensiona, além dos riscos de crédito das instituições, o risco de liquidez, o risco de mercado da carteira de investimentos e o risco operacional da Tesouraria.

Todas as aplicações são realizadas em títulos financeiros que têm características de renda fixa, em sua maioria atrelados ao CDI. A Companhia não realiza operações que incorporem risco de volatilidade em suas Demonstrações Financeiras.

Como instrumento de gestão, a Cemig GT divide a aplicação de seus recursos em compras diretas de papéis (carteira própria) e fundos de investimentos. Os fundos de investimentos aplicam os recursos exclusivamente em produtos de renda fixa, tendo como cotistas apenas empresas do grupo. Eles obedecem à mesma política adotada nas aplicações em carteira própria.

As premissas mínimas para a concessão de crédito às instituições financeiras se concentram em três itens:

1. *Rating* de três agências de riscos;
2. Patrimônio Líquido mínimo superior a R$400 milhões;
3. Índice de Basiléia superior a 12.

Superando estes limites de corte, os bancos são classificados em três grupos, conforme o valor do seu Patrimônio. A partir desta classificação, são estabelecidos limites de concentração por grupo e por instituição:

Grupo	Patrimônio Líquido	Concentração	Limite por Banco (% do PL)**
A1	Superior a R$3,5 bilhões	Mínima de 80%	Entre 6% e 9%
A2	Entre R$1,0 bilhão e R$3,5 bilhões	Máxima de 20%	Entre 5% e 8%
B	Entre R$400 milhões e R$1,0 bilhão	Máxima de 20%	Entre 5% e 7%

** o percentual concedido a cada banco dependerá de uma avaliação individual de indicadores como liquidez, qualidade da carteira de crédito, entre outros.

Além destes pontos a Cemig estabelece, também, dois limites de concentração:

1. Nenhum banco poderá ter mais do que 30% da carteira do Grupo;
2. Nenhum banco poderá ter mais do que 50% da carteira de uma Empresa.

Risco de Aceleração do Vencimento de Dívidas

A Companhia possui contrato de financiamento com cláusula restritiva ("*covenant*") de certificação anual, que prevê que a CEMIG, garantidora do financiamento, tem a obrigação de manter um índice de capitalização mínimo (Patrimônio Líquido/Ativo Total) de 30%, o qual, se não observado, obriga a Cemig GT a providenciar, em até 6 meses contados do fim do exercício social em que o índice foi apurado, a constituição de garantias reais aceitas pelo banco, que representem 130% do valor do saldo devedor do Contrato, ou apresentar balancete, auditado por auditor cadastrado na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que indique o retorno do índice requerido. Destaca-se, entretanto, que o que poderá ensejar a aceleração do vencimento da dívida é o descumprimento da obrigação de constituir garantias reais.

Em 31 de dezembro de 2015 todas as cláusulas restritivas foram atendidas.

Para as Debêntures emitidas pela Companhia, não há cláusulas restritivas ("Covenants"), de repactuação, e debêntures em tesouraria. Há cláusula de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária, decorrente de inadimplemento em obrigação de valor individual ou agregado superior a R$50 milhões ("*cross default*").

b) Administração de Capital

O Passivo Líquido da Companhia em relação ao seu Patrimônio Líquido ao final do período é apresentado a seguir:

	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2014
Total do Passivo	10.664.552	8.891.426
Caixa e Equivalentes de Caixa (nota 5)	(283.703)	(290.549)
Passivo Líquido	**10.380.849**	**8.600.877**
Total do Patrimônio Líquido	**4.683.812**	**3.486.610**
Relação Passivo Líquido sobre Patrimônio Líquido	**2,22**	**2,47**

28. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO

No reconhecimento inicial, a Companhia mensura seus ativos e passivos a valor justo; após o reconhecimento inicial, a companhia classifica os ativos e passivos financeiros entre as categorias definidas para instrumentos financeiros. Valor justo é mensurado a valor de mercado com base em premissas em que os participantes do mercado possam mensurar um ativo ou passivo. Para aumentar a coerência e a comparabilidade, a hierarquia do valor justo prioriza os insumos utilizados na medição em três níveis, como segue:

- Nível 1. Mercado Ativo: Preço Cotado – Um instrumento financeiro é considerado como cotado em mercado ativo se os preços cotados forem pronta e regularmente disponibilizados por bolsa ou mercado de balcão organizado, por operadores, por corretores, ou por associação de mercado, por entidades que tenham como objetivo divulgar preços por agências reguladoras, e se esses preços representarem transações de mercado que ocorrem regularmente entre partes independentes, sem favorecimento.

- Nível 2. Sem Mercado Ativo: Técnica de Avaliação – Para um instrumento que não tenha mercado ativo o valor justo deve ser apurado utilizando-se metodologia de avaliação ou apreçamento. Podem ser utilizados critérios como dados do valor justo corrente de outro instrumento que seja substancialmente o mesmo, de análise de fluxo de caixa descontado e modelos de apreçamento de opções. O objetivo da técnica de avaliação é estabelecer qual seria o preço da transação na data de mensuração em uma troca com isenção de interesses motivada por considerações do negócio.

- Nível 3. Sem Mercado Ativo: Título Patrimonial – Valor justo de investimentos em títulos patrimoniais que não tenham preços de mercado cotados em mercado ativo e de derivativos que estejam a eles vinculados e que devam ser liquidados pela entrega de títulos patrimoniais não cotados. O valor justo é determinado de acordo com modelos de precificação geralmente aceitos, baseado em análises dos fluxos de caixa descontados.

A seguir está um resumo dos instrumentos que são mensurados pelo seu valor justo:

Descrição	Saldo em 31/12/2015	Valor justo em 31 de dezembro de 2015		
		Mercado Ativo – Preço Cotado (Nível 1)	Sem Mercado Ativo – Técnica de Avaliação (Nível 2)	Sem Mercado Ativo – Título Patrimonial (Nível 3)
Ativos				
Títulos e Valores Mobiliários				
Certificados de Depósitos Bancários	1.629.271	-	1.629.271	-
Letras Financeiras – Bancos (LFs)	187.565	-	187.565	-
Letras Financeiras do Tesouro	36.754	36.754	-	-
Debêntures	63.039	-	63.039	-
Outros	175	-	175	-
	1.916.804	**36.754**	**1.880.050**	-
Passivos				
Opções de venda SAAG (1)	(147.614)	-	-	(147.614)
	(147.614)	**-**	**-**	**(147.614)**
	1.769.190	**36.754**	**1.880.050**	**(147.614)**

Descrição	Saldo em 31/12/2014	Valor justo em 31 de dezembro de 2014		
		Mercado Ativo – Preço Cotado (Nível 1)	Sem Mercado Ativo – Técnica de Avaliação (Nível 2)	Sem Mercado Ativo – Título Patrimonial (Nível 3)
Ativos				
Títulos e Valores Mobiliários				
Certificados de Depósitos Bancários	138.772	-	138.772	-
Letras Financeiras – Bancos (LFs)	280.923	-	280.923	-
Letras Financeiras do Tesouro	52.420	52.420	-	-
Debêntures	61.545	-	61.545	-
Outros	7.729	-	7.729	-
	541.389	**52.420**	**488.969**	-
Passivos				
Opções de venda SAAG (1)	(29.028)	-	-	(29.028)
	(29.028)	**-**	**-**	**(29.028)**
	512.361	**52.420**	**488.969**	**(29.028)**

(1) Detalhes sobre características, variações reconhecidas no resultado e análise de sensibilidade estão demonstradas na Nota Explicativa 13 destas Demonstrações Financeiras.

Metodologia de cálculo do valor justo

Aplicações Financeiras: elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de juros de mercado em reais.

Opções de venda: a Companhia adotou o método de fluxo de caixa descontado para mensuração do valor justo da opção da SAAG, utilizando-se das informações mais atualizadas referentes ao plano de negócios da Companhia. O valor justo dessa opção foi calculado pelo montante do preço de exercício estimado na data de vencimento da opção deduzido do valor justo das ações objeto da opção de venda, também estimado na data do exercício da opção, trazidos a valor presente na data destas Demonstrações Financeiras, à taxa de 8% ao ano.

29. SEGUROS

A Companhia mantem apólices de seguros visando cobrir danos em determinados itens do seu ativo, por orientação de especialistas, conforme relação a seguir, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de Demonstrações Financeiras, conseqüentemente não foram examinadas pelos auditores independentes.

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada (**)	Prêmio Anual (**)
Aeronáutico - Aeronaves / Equipamentos Guimbal	Casco Responsabilidade Civil	29/04/2016 a 28/04/2017	US$ 4.675 US$14.000	US$ 84
Almoxarifados	Incêndios	02/10/2016 a 01/10/2017	R$ 16.921	R$ 25
Instalações prediais	Incêndios	08/01/2015 a 07/01/2017	R$ 354.257	R$ 84
Equipamentos de telecomunicações (1)	Incêndios	08/01/2016 a 07/01/2017	R$ 11.514	R$ 5
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência de valores acima de R$1.500 mil.	(2)	07/12/2015 a 06/12/2016	R$ 1.438.338	R$ 1.795

(**) Valores expressos em R$ Mil ou US$ Mil

(1) A nova vigência é de 08 de janeiro de 2016 a 07 de janeiro de 2017
(2) O limite de indenização (LMI) é de R$214.035 mil

A Cemig Geração e Transmissão, com exceção do aeronáutico, não tem apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. Adicionalmente, a Companhia não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra eventos que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios, não tendo sido apuradas perdas históricas significativas em função dos riscos acima mencionados.

30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos que incluem a amortização de empréstimos e financiamentos, compra de energia e outros, conforme demonstrado na tabela a seguir:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em Diante	Total
Empréstimos e Financiamentos	2.831.479	2.096.710	1.718.209	152.446	310.751	629.477	7.739.072
Dívida com Plano de Pensão-FORLUZ	17.192	18.224	19.317	20.476	21.705	86.745	183.659
Concessão Onerosa	2.811	2.417	2.184	1.972	1.771	10.234	21.389
Compra de Energia	3.359.407	3.611.840	3.148.782	2.510.085	2.525.216	32.310.505	47.465.835
Arrendamentos Operacionais	10.794	4.609	4.850	815	-	-	21.068
	6.221.683	**5.733.800**	**4.893.342**	**2.685.794**	**2.859.443**	**33.036.961**	**55.431.023**

31. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia realizou as seguintes operações não envolvendo caixa, que não estão refletidas nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa:

	31/12/2015	31/12/2014
Ativos aportados na Aliança Geração de Energia S.A.	581.114	-
Receita de construção	146.030	80.358
Transferências de Ativos Intangíveis para Ativos Financeiros	2.705	944
Provisão para Perdas Atuariais	127.055	-
IR e CSLL sobre Perdas Atuariais	43.199	-

32. EVENTOS SUBSEQUENTES

Pagamento a Debenturistas

Em 15 de fevereiro de 2016, foram realizados os pagamentos de juros da 1ª, 2ª e 3ª Séries da 3ª Emissão de Debêntures, no montante R$139 milhões.

Aumento de Capital da Renova Energia S/A.

A Companhia aumentou o seu capital na Renova no valor de R$240 milhões. Desse total, R$85 milhões foi subscrito e integralizado em fevereiro de 2016; R$115 milhões foi subscrito e integralizado em março de 2016; e o montante remanescente de R$40 milhões foi subscrito e integralizado em maio de 2016.

Investimento na Renova – Perdas (impairment) de ativos disponíveis para a venda

Contrato de opção

Em 18 de setembro de 2015, foi celebrado um contrato de opção de venda em que, a partir de 31 de março de 2016, a Renova teria a opção de alienar para a SunEdison até 7.000.000 das ações da TerraForm Global.

O preço de venda das ações foi determinado em R$50,48 ou US$15,00 convertidos à taxa da data, a escolha da SunEdison. O contrato estabelece também opção de compra pela SunEdison das mesmas 7.000.000 com as mesmas características acima mencionadas.

A Renova informou ainda que notificou a SunEdison e a TerraForm Global sobre a sua intenção de exercer a opção de venda de 7 milhões de ações de emissão da TerraForm Global de titularidade da Renova, conforme previsto em contrato e conforme informado em Fato Relevante publicado pela Renova no dia 18 de setembro de 2015.

Em 21 de abril de 2016, a SunEdison pediu recuperação judicial nos Estados Unidos. Em 1 de junho de 2016, findou-se o prazo para pagamento da opção pela SunEdison.

A Renova precificou a opção considerando o modelo matemático de Black-Scholes-Merton e a expectativa futura da taxa de câmbio, bem como o risco de crédito.

A Renova reconheceu, no 1º semestre de 2016, uma perda de R$111 milhões, pela variação do valor justo da opção considerando o risco de crédito. Adicionalmente, reconheceu uma perda de R$63 milhões relativa à extinção da opção e entrou com processo arbitral requerendo, dentre outras demandas, indenização pelas perdas. Até a data de emissão desse relatório, a SunEdison não liquidou essa transação.

Os valores mencionados acima correspondem ao impacto da extinção da opção nas Informações Contábeis Intermediárias da Renova, sendo que o impacto para a Cemig foi proporcional a sua participação de 34,2% na Renova, avaliada pelo método de equivalência patrimonial, no montante de R$60 milhões.

Investimento na *Terraform* – precificação das ações

A Renova também registrou uma perda no 1º trimestre de 2016, no valor de R$272 milhões em função da volatilidade negativa no período na cotação das ações da Terraform, investida em que a Renova possui 11,65% de participação avaliada com base no valor das ações no mercado.

Os valores mencionados acima correspondem ao impacto nas Informações Contábeis Intemediárias da Renova, sendo que o impacto para a Cemig foi proporcional a sua participação de 27,37% na investida, avaliada pelo método de equivalência patrimonial, no montante de R$74 milhões.

Rescisão de contrato de compra e venda de ações

Em 01 de abril de 2016, a Renova anunciou que o contrato, de 15 de julho de 2015, relacionado à compra e venda de ações para a alienação dos ativos do projeto ESPRA ("Contrato ESPRA") de titularidade da Renova para TerraForm Global, Inc. ("TerraForm Global") foi rescindido, por acordo entre as partes, mediante o pagamento pela TerraForm Global à Renova de uma indenização no valor de US$ 10,00 milhões. Dessa maneira, os ativos do projeto ESPRA, correspondentes a três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) que comercializam energia no âmbito do Proinfa, com 41,8 MW de capacidade instalada, continuam na Renova e voltam a compor o portfólio de ativos operacionais da Renova.

O Contrato ESPRA estava contemplado na primeira fase da operação com a TerraForm Global e a SunEdison, Inc. ("SunEdison") anunciada no dia 15 de julho de 2015.

Portaria 120 do Ministério das Minas e Energia

Em 22 de abril de 2016 o Ministério de Minas e Energia – MME publicou a Portaria nº120 definindo o prazo e a forma para pagamento do valor remanescente da indenização da transmissão relacionada à aceitação dos termos estabelecidos pela Lei 12.783/13.

A Portaria determinou que os valores homologados pela ANEEL passem a compor a Base de Remuneração Regulatória e que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas ("RAP"). Ressalta-se que a informação a respeito do custo de capital estava em discussão até a emissão da Portaria 120.

A atualização será pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA e o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário de 2017 deverá ser atualizado e remunerado pelo custo do capital próprio, real, do segmento de transmissão definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes, atualmente 10,44% ao ano, a ser pago pelo prazo de 8 anos, com ressarcimento pela RAP.

A Portaria ainda depende de definições que serão objetos de Audiência Pública pela Aneel e constam na Agenda Regulatória da ANEEL para o 2º semestre de 2016 e 1º semestre de 2017.

A Companhia, com base nas melhores informações disponíveis, efetuou sua estimativa e reconheceu nas Demonstrações de Resultados, em junho de 2016, o montante de R$548 milhões, sendo:

- R$20 milhões referente à diferença entre o valor da revisão preliminar da ANEEL, em 23 de fevereiro de 2015 no valor de R$1.157 bilhões, do Laudo enviado pela Companhia, e a revisão final;
- R$90 milhões referente à diferença entre as variações dos índices IGP-M e IPCA, considerando que a companhia havia atualizado o saldo até 31 de março de 2016 pelo IGP-M;
- R$438 milhões referente a remuneração com a utilização do custo de capital próprio considerando a taxa de 10,44% a.a..

Concessão da UHE Miranda

No dia 10 de junho de 2016, a Cemig Geração e Transmissão protocolou requerimento na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL visando a prorrogação, por 20 anos, do prazo da concessão da Usina Hidrelétrica Miranda (UHE Miranda). Em 12 de julho de 2016, a ANEEL, acolhendo o voto do diretor relator no processo, José Jurhosa Junior, decidiu pelo encaminhamento do processo "*ao Ministério de Minas e Energia – MME com a recomendação de não conhecer do pedido formulado pela Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig GT, com vistas à prorrogação do prazo de vigência da concessão da Usina Hidrelétrica Miranda, por ter sido formulado fora do prazo estipulado pela Lei 12.783/2013*".

Em 26 de outubro de 2016, o Ministério de Minas e Energia indeferiu o requerimento administrativo formulado pela Cemig de prorrogação do prazo de concessão da UHE Miranda observando-se as bases originais do contrato de concessão, anteriores à Lei nº 12.783/2013. O término da concessão da UHE Miranda ocorrerá em dezembro de 2016.

A Companhia estuda eventuais medidas administrativas e/ou judiciais, e manterá os seus acionistas e o mercado oportuna e adequadamente informados sobre atualizações relevantes relacionadas ao tema.

Emissão de Notas Promissórias

Em 01 de julho de 2016, a Companhia concluiu a sua 7ª emissão de notas promissórias comercias, totalizando R$620 milhões. Os recursos obtidos serão destinados ao pagamento da 2ª parcela da bonificação pela outorga de concessões de usinas hidrelétricas referentes ao Lote D do Leilão ANEEL 12/2015, bem como reforço de capital de giro da empresa. As notas promissórias têm prazo de 360 dias, com vencimento em 26 de junho de 2017, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 128% da variação acumulada das taxas média dos Depósitos Interfinanceiros de um dia – DI, over extra grupo, que serão pagos na data de vencimento. A 7ª emissão de notas promissórias conta com o aval da sua controladora, a Cemig.

Bonificação por outorga – leilão 12/2015

Em 08 de junho de 2016 os Contratos de Concessão nº 08 ao 16/2016, referentes ao Leilão vencido pela Cemig GT em 25 de novembro de 2015, tiveram a suas titularidades transferidas para as respectivas Sociedades de Propósitos Específicos –SPE , subsidiárias integrais da Cemig GT, conforme demonstrado a seguir:

	Saldo Transferido em 31/12/2015	Adição	Atualização R$ mil	Amortização R$ mil	Saldo em 30/06/2016 R$ mil
Cemig Geração Três Marias S.A.	-	1.260.400	110.634	(83.042)	1.287.992
Cemig Geração Salto Grande S.A.	-	395.523	34.818	(26.189)	404.152
Cemig Geração Itutinga S.A.	-	147.662	14.019	(11.134)	150.547
Cemig Geração Camargos S.A.	-	110.746	10.468	(8.289)	112.925
Cemig Geração Sul S.A.	-	144.603	14.286	(11.662)	147.227
Cemig Geração Leste S.A.	-	98.301	10.381	(8.856)	99.826
Cemig Geração Oeste S.A.	-	59.118	6.284	(5.383)	60.019
Total	**-**	**2.216.353**	**200.890**	**(154.555)**	**2.262.688**

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como um ativo financeiro nas Demonstrações Financeiras da Cemig GT, em função do direito incondicional da Companhia receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão. A amortização corresponde aos valores recebidos mensalmente.

O valor restante de R$776 milhões, correspondente a 35% do pagamento da bonificação pela outorga, conforme descrito na Nota explicativa nº 3, foi pago em 01 de julho de 2016, no montante de R$828 milhões, atualizado pela taxa SELIC.

Pagamento de dividendos inferior ao mínimo obrigatório

A Assembleia Geral Ordinária, realizada em 29 de abril de 2016, aprovou o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2015 no valor total de R$985, valor este inferior ao mínimo estatutário.

Antecipação de pagamento de contrato de energia com a Renova

Em junho de 2016, foram antecipados pela Cemig GT à Comercializadora, no âmbito do Contrato, R$ 94.000, tendo sido constituídas garantias com determinados ativos da Renova.

Pagamento de Empréstimos

Em 24 de outubro de 2016 a Companhia efetuou, em favor do Banco do Brasil S.A., pagamentos das parcelas de dois Contratos de Abertura de Crédito Fixo, no valor de R$286 milhões, e de Cédulas de Crédito Bancário no valor de R$430 milhões, totalizando R$716 milhões. Os pagamentos foram realizados com recursos oriundos de uma nova captação, realizada com o próprio Banco do Brasil S.A., e complementado com recursos próprios.

Emissão de Cédula de Crédito Bancário

A Cemig Geração e Transmissão S.A emitiu, em 24 de outubro de 2016, uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco do Brasil, no valor total de R$ 600 milhões de reais, com a finalidade de efetuar pagamento de operações junto ao próprio Banco. Esse empréstimo possui taxa de juros de 132,90% do CDI a.a. e será pago em 4 parcelas semestrais, com vencimento final em outubro de 2018.

****

(Original assinado pelos signatários abaixo)

Mauro Borges Lemos
Diretor-Presidente

Mateus de Moura Lima Gomes
Diretor Vice-Presidente

Fabiano Maia Pereira
Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Márcio Lúcio Serrano
Diretor de Gestão Empresarial

Evandro Leite Vasconcelos
Diretor Comercial

Franklin Moreira Gonçalves
Diretor de Geração e Transmissão

César Vaz de Melo Fernandes
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

Luís Fernando Paroli Santos
Diretor de Relações Institucionais e Comunicação

Raul Lycurgo Leite
Diretor Jurídico

Leonardo George de Magalhães
Superintendente de Controladoria
CRC-MG 53.140

Leonardo Felipe Mesquita
Gerente de Contabilidade
Contador – CRC-MG-85.260

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Paraíba, 1122 - 21º andar
30130-145 - Belo Horizonte - MG
Brasil

Tel: +55 (31) 3269-7400
Fax: +55 (31) 3269-7470
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Cemig Geração e Transmissão S.A.
Belo Horizonte - MG

Examinamos as demonstrações financeiras da Cemig 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 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.

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

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos, e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

© 2016 Deloitte Touche Tohmatsu.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras anteriormente referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Cemig 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*.

Ênfases

Renovação das concessões das usinas hidrelétricas de Jaguara e São Simão

Conforme descrito na nota explicativa nº 3 às demonstrações financeiras, a Companhia está discutindo judicialmente a renovação dos contratos de concessão das usinas hidrelétricas de Jaguara e São Simão, que tiveram seus vencimentos em agosto de 2013 e janeiro de 2015, respectivamente. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

Riscos relacionados a leis e regulamentos

Conforme mencionado nas notas explicativas n° 1 e 13 às demonstrações financeiras, a Companhia possui participação não controladora direta e indireta na Madeira Energia S.A. (que possui investimento na Santo Antônio Energia S.A.). Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas indiretos da Madeira Energia S.A. e determinados executivos desses outros acionistas indiretos. Nossa opinião não está modificada em relação a esse tema.

Conforme mencionado nas notas explicativas n° 1 e 13 às demonstrações financeiras, a Companhia possui participação não controladora indireta na Norte Energia S.A. Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas da Norte Energia S.A. e determinados executivos desses outros acionistas. Nossa opinião não está modificada em relação a esse tema.

Reapresentação das demonstrações financeiras

Em 29 de março de 2016, emitimos relatório de auditoria com ressalva sobre as demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, que ora estão sendo reapresentadas, em função de não termos obtido naquela data evidências de auditoria suficientes em relação ao investimento detido pela Companhia na Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte Energia Participações S.A. (que possuem investimento na Norte Energia S.A.), avaliados pela equivalência patrimonial, em decorrência da não finalização da investigação conduzida pela acionista Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras ("Eletrobras") na Norte Energia S.A.. Conforme mencionado na nota explicativa n°2 às demonstrações financeiras, essas demonstrações financeiras foram alteradas e estão sendo reapresentadas para refletir os ajustes identificados (i) após a conclusão da investigação conduzida pela Eletrobras na Norte Energia S.A. e conforme previsto no IAS 8 / CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e (2) eventos subsequentes, ocorridos entre a data base dessas demonstrações financeiras e a data de aprovação para reapresentação dessas demonstrações financeiras. Nossa opinião não contém modificação relacionada a este assunto.

© 2016 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

Risco de continuidade da investida Renova Energia S.A.

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 13 e 32 às demonstrações financeiras, a Companhia possui participação não controladora na Renova Energia S.A. cujas condições indicam a existência de incerteza significativa que pode levantar dúvida significativa quanto à capacidade de continuidade operacional da Renova Energia S.A.. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Belo Horizonte, 11 de novembro de 2016

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-2SP 011.609/O-8 F/MG

Marcelo Salvador
Contador
CRC-1MG 089.422/O-0

© 2016 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Cemig Geração e Transmissão S.A., infra-assinados, no desempenho de suas funções legais e estatutárias, examinaram o Relatório da Administração e das Demonstrações Financeiras ajustadas, referentes ao exercício de 2015, e dos respectivos documentos complementares, também ajustados. Após verificarem que os documentos acima mencionados refletem a situação econômico-financeira da Companhia e considerando, também, os esclarecimentos prestados pelos representantes da Administração da Companhia e, em especial, a manifestação dos seus auditores independentes, opinam os membros do Conselho Fiscal, por unanimidade, favoravelmente à aprovação dos mesmos na Assembleia Geral Extraordinária a realizar-se em 20-12-2016.

Belo Horizonte, 11 de novembro de 2016.

aa.) Edson Moura Soares
Manuel Jeremias Leite Caldas
Newton Brandão Ferraz Ramos
Rafael Amorim de Amorim
Bruno Cirilo Mendonça de Campos

DECLARAÇÃO DE REVISÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PELOS DIRETORES

Geração e Transmissão S.A.

DECLARAÇÃO

Nós declaramos, para os devidos fins, sob a responsabilidade dos nossos cargos, que, na 710ª reunião da Diretoria Executiva da Cemig Geração e Transmissão S.A. - Cemig GT, realizada em 11-11-2016, aprovamos a conclusão, em 11-11-2016, das Demonstrações Financeiras ajustadas da Companhia, relativas ao exercício social de 2015; bem como encaminhamos ao Conselho de Administração, para deliberação e encaminhamento à Assembleia Geral Extraordinária, o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras ajustadas do exercício de 2015 e os respectivos documentos complementares, também ajustados. Sobre tais documentos, declaramos que revimos, discutimos e concordamos com as citadas Demonstrações Financeiras ajustadas.

Belo Horizonte, 11 de novembro de 2016.

aa.) Mauro Borges Lemos - Diretor-Presidente e, interina e cumulativamente, Diretor de Gestão Empresarial.
Paulo Roberto Castellari Porchia - Diretor Vice-Presidente e, interina e cumulativamente, Diretor de Desenvolvimento de Negócios
Dimas Costa - Diretor Comercial
Fabiano Maia Pereira - Diretor de Finanças e Relações com Investidores
Franklin Moreira Gonçalves - Diretor de Geração e Transmissão
Raul Lycurgo Leite - Diretor Jurídico
Márcio Lúcio Serrano - Diretor de Relações e Recursos Humanos
Luís Fernando Paroli Santos - Diretor de Relações Institucionais e Comunicação e, interina e cumulativamente, Diretor sem denominação específica

DECLARAÇÃO DE REVISÃO, PELOS DIRETORES, DO RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

CEMIG
Geração e Transmissão S.A.

DECLARAÇÃO

Nós declaramos, para os devidos fins, sob a responsabilidade dos nossos cargos, que, na 710ª reunião da Diretoria Executiva da Cemig Geração e Transmissão S.A. - Cemig GT, realizada em 11-11-2016, aprovamos a conclusão, em 11-11-2016, das Demonstrações Financeiras ajustadas da Companhia, relativas ao exercício social de 2015; bem como propusemos que o Conselho de Administração encaminhasse, à Assembleia Geral Extraordinária, o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras do exercício de 2015 e dos respectivos documentos complementares, também ajustados. Sobre tais documentos, declaramos que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas pelos representantes dos Auditores Independentes.

Belo Horizonte, 11 de novembro de 2016.

aa.) Mauro Borges Lemos - Diretor-Presidente e, interina e cumulativamente, Diretor de Gestão Empresarial.
Paulo Roberto Castellari Porchia - Diretor Vice-Presidente e, interina e cumulativamente, Diretor de Desenvolvimento de Negócios
Dimas Costa - Diretor Comercial
Fabiano Maia Pereira - Diretor de Finanças e Relações com Investidores
Franklin Moreira Gonçalves - Diretor de Geração e Transmissão
Raul Lycurgo Leite - Diretor Jurídico
Márcio Lúcio Serrano - Diretor de Relações e Recursos Humanos
Luís Fernando Paroli Santos - Diretor de Relações Institucionais e Comunicação e, interina e cumulativamente, Diretor sem denominação específica