UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

FORMULÁRIO 20-F

☐ **DECLARAÇÃO DE REGISTRO CONFORME A SEÇÃO 12(b) OU (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

ou

☒ **RELATÓRIO ANUAL CONFORME A SEÇÃO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

Para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2016

ou

☐ **RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

ou

☐ **RELATÓRIO DA *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

Data do evento exigindo o presente relatório de shell company: N/A

Número de Registro na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG
(Razão Social do requerente conforme especificado no seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS
(Tradução para o inglês da Razão Social do requerente)

BRASIL
(Jurisdição de constituição ou organização)

Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, MG, 30190-131
(Endereço da sede)

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei:

Título de cada classe:	Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:
Ações Preferenciais, valor nominal de R$ 5,00	Bolsa de Valores de Nova York*
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Preferencial, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York
Ações Ordinárias, valor nominal de R$ 5,00	Bolsa de Valores de Nova York*
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Ordinária, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados, de acordo com a Seção 12(g) da Lei:
Nenhum

Valores Mobiliários para os quais existe uma obrigação de comunicação, de acordo com a Seção 15(d) da Lei:
Nenhum

A quantidade de ações emitidas e em circulação de cada classe de ações da CEMIG em 31 de dezembro de 2016 era:

420.764.708 Ações Ordinárias
838.076.946 Ações Preferenciais

Assinalar com um √ se o requerente é um reconhecido emissor sazonal, conforme definido na Regra 405 da Lei de Valores Mobiliários. Sim ☒ Não ☐

Se este relatório for um relatório anual ou provisório, assinalar com √ se o requerente não está obrigado a protocolar relatórios, de acordo com a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934. Sim ☐ Não ☒

Assinalar com um √ se o requerente (1) protocolou todos os relatórios exigidos de acordo com a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou para tal período menor em que o requerente estava obrigado a protocolar tais relatórios) e (2) estava sujeito a tais exigências de protocolo nos últimos 90 dias. Sim ☒ Não ☐

Assinalar com um √ se o requerente do registro apresentou eletronicamente e publicou no website de sua empresa, se houver, todos os arquivos de dados interativos que devem ser apresentados e postados de acordo com a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses antecedentes (ou para um período mais curto em que o requerente do registro teve que apresentar e publicar tais arquivos). Sim ☐ Não ☐

Assinalar com um √ se o requerente é um requerente de processo acelerado de grande porte (*large accelerated filer*), requerente de processo acelerado (*accelerated filer*), ou requerente de processo não-acelerado (*non-accelerated filer*). Ver definição de "accelerated filer e and large accelerated filer" na Regra 12b-2 da Lei de Valores Mobiliários. (Marcar apenas um):

Large accelerated filer ☒	Accelerated filer ☐
Non accelerated filer ☐	Empresas Emergentes em Crescimento ☐

Na hipótese de ser uma empresa emergente em crescimento que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com a norma U.S. GAAP, assinale se o Requerente optou por não utilizar o período de transição estendido para cumprir quaisquer normas contábeis novas ou revisadas fornecidas de acordo com a Seção 13(a) da Lei de Mercado de Capitais.

O termo "norma de contabilidade financeira nova ou revisada" refere-se a qualquer atualização publicada pelo Conselho de Normas de Contabilidade Financeira ("FASB") para a Codificação de Normas de Contabilidade ("ASC") depois de 5 de abril de 2012.

Assinalar com √ qual a norma contábil que o requerente usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento:

U.S. GAAP ☐	Normas Internacionais de Apresentação de Relatórios Financeiros ("IFRS"), emitidas pelo Conselho de Normas Contábeis Internacionais ("IASB") ☒	Outro ☐

Se "Outro" tiver sido assinalado em resposta à pergunta anterior, assinalar com √ qual o item na demonstração financeira que o requerente optou por adotar. Item 17 ☐ Item 18 ☐

Se este for um relatório anual, assinalar com √ se o requerente é uma shell company, conforme definido na regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais. Sim ☐ Não ☒

* Não para comercialização, mas apenas em relação ao registro de American Depositary Shares ("ADS"), conforme os requisitos da Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos.

O TEXTO NO IDIOMA EM INGLÊS É A VERSÃO ORIGINAL E OFICIAL, CONFORME ARQUIVADO NA U.S. SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COMPARADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

ÍNDICE

PARTE I

Item 1.	Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores	8
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	8
Item 3.	Informações Relevantes	8
Item 4.	Informações sobre a Companhia	40
Item 4A.	Comentários Não-Resolvidos da Equipe	100
Item 5.	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	100
Item 6.	Conselheiros, Diretores e Empregados	133
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	143
Item 8.	Informações Financeiras	149
Item 9.	Oferta e Listagem	158
Item 10.	Informações Adicionais	163
Item 11.	Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado	181
Item 12.	Descrição de Outros Títulos de Participação	182

PARTE II

Item 13.	Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora	185
Item 14.	Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários	185
Item 15.	Controles e Procedimentos	185
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	186
Item 16B.	Código de Ética	187
Item 16C.	Principais Honorários e Serviços dos Auditores	187
Item 16D.	Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria	187
Item 16E.	Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados	188
Item 16F.	Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente	188
Item 16G.	Governança Corporativa	188
Item 16H.	Informações sobre Segurança Minerária	189
Item 17.	Demonstrações Financeiras	189
Item 18.	Demonstrações Financeiras	189
Item 19.	Anexos	191

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG é uma sociedade por ações de economia mista, constituída e existente nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências contidas no presente relatório anual quanto à "CEMIG", "nós", "nossa" ou "Companhia" constituem referência à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e às suas subsidiárias consolidadas, exceto quando a referência seja expressamente à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (controladora apenas) ou conforme exigido pelo contexto. As referências a "real", "reais" ou "R$" dizem respeito a reais do Brasil (plural) e ao real do Brasil (singular), moeda corrente oficial do Brasil, ao passo que as referências a "dólares dos Estados Unidos", "dólares" ou "US$" se referem a dólares dos Estados Unidos.

Nossos livros e registros são escriturados em reais. Nossas demonstrações financeiras são elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Contabilidade, ou "IFRS", emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade, ou "IASB". Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços patrimoniais consolidados referentes a 31 de dezembro de 2016 e de 2015, e as correspondentes demonstrações do resultado e lucro abrangente, variações nos fluxos de caixa e no capital acionário relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2016, de 2015 e de 2014, em reais, todas em conformidade com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB. Nossas Demonstrações Financeiras consolidadas auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 foram ajustadas a efeitos de reformulação, mais detalhada na Nota 2.8 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes auditou nossas Demonstrações Financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2016 e 2015 e dos anos findos em 31 de dezembro de 2016, de 2015 e de 2014; a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes não auditou as Demonstrações Financeiras da Madeira Energia S.A., empresa na qual a participação direta e indireta é de 18,05% pelo método de equivalência patrimonial e da Norte Energia S.A., na qual a participação direta e indireta pelo método de equivalência patrimonial é de 12,50%. As Demonstrações Financeiras da Madeira Energia S.A. e da Norte Energia S.A. foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, cujos relatórios referentes às Demonstrações Financeiras da Madeira Energia S.A. para os anos findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015 e para os anos findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 e para as Demonstrações Financeiras da Norte Energia S.A. referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015, respectivamente, foram fornecidas à Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e para a opinião da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, no que se refere aos valores incluídos pela Madeira Energia S.A. e pela Norte Energia S.A., com base unicamente nos relatórios da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares dos Estados Unidos a taxas especificadas tão somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio de R$ 3,2532 para US$1,00, certificada, para fins alfandegários, pelo Conselho do Federal Reserve dos EUA, em 30 de dezembro de 2016. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio" para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas no presente relatório anual acerca de nossa posição de mercado são, ressalvadas as indicações em contrário, apresentadas com relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente relatório anual. Conforme aqui empregadas, todas as referências a "GW" e "GWh" constituem referência a gigawatts e gigawatt-hora, respectivamente, as referências a "MW" e "MWh" constituem referência a megawatts e megawatt-hora, respectivamente, e as referências a "kW" e "kWh" constituem referência a quilowatts e quilowatt horas, respectivamente.

Neste relatório anual, os termos "ações ordinárias" e "ações preferenciais" se referem às ações ordinárias e preferenciais, respectivamente. Os termos "American Depositary Shares de Ações Preferenciais" ou "ADSs de Ações Preferenciais" referem-se às American Depositary Shares, cada qual representando uma ação preferencial. Os termos "American Depositary Shares de Ações Ordinárias" ou "ADSs de Ações Ordinárias" referem-se às American Depositary Shares, cada qual representando uma ação ordinária. Nossas ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias são aqui mencionadas, coletivamente, como "ADSs", e os nossas "American Depositary Receipts de Ações Preferenciais", ou ADRs de Ações Preferenciais, e os "American Depositary Receipts de Ações Ordinárias", ou ADRs de Ações Ordinárias, são aqui mencionados, coletivamente, como "ADRs".

Em 30 de abril de 2012, uma bonificação de 25,00% foi paga sobre as ações preferenciais e ordinárias. Em 11 de maio de 2012, um ajuste correspondente foi feito às ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 30 de abril de 2013, uma bonificação de 12,85% foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias. Em 14 de maio de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais e ordinárias foi feito através da emissão adicional de ADS. Em 3 de janeiro de 2014, uma bonificação de 30,76% foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias, com a emissão de novas ações, todas preferenciais. Em 10 de janeiro de 2014, um ajuste correspondente de ADSs foi feito através da emissão adicional de ADS de Ações Preferenciais para titulares de ADs de Ações Preferenciais e Ordinárias.

As ADSs de Ações Preferenciais são evidenciadas por ADRs de Ações Preferenciais, emitidas de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme alterada em 11 de junho de 2007, celebrada entre a Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs de Ações Preferenciais evidenciadas por ADRs emitidos nos termos do referido instrumento (a "Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito"). As ADSs de Ações Ordinárias são representadas por ADRs de Ações Ordinárias, emitidos de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os titulares ou beneficiários de ADSs de Ações Ordinárias representadas por ADRs de Ações Ordinárias emitidos (o "Contrato de Depósito das ADSs de Ações Ordinárias" e, juntamente com o Segundo Aditivo e o Contrato de Depósito Aditado, os "Contratos de Depósito").

DECLARAÇÕES E EXPECTATIVAS FUTURAS

O presente relatório anual inclui determinadas declarações e expectativas futuras, principalmente no "Item 3. Informações Relevantes", "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e no "Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado". Baseamos estas declarações e expectativas futuras em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Estas declarações e expectativas futuras estão sujeitas a riscos, incertezas e suposições, inclusive, entre outras coisas:

- conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, no Brasil, no Estado de Minas Gerais, ou Minas Gerais, no Estado do Rio de Janeiro, ou Rio de Janeiro, bem como em outros Estados do Brasil;
- inflação e variações no câmbio e na taxa de juros;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de energia elétrica, ao uso de energia elétrica, à concorrência em nossa área de concessão e a outras questões;
- políticas existentes e futuras do Governo Federal brasileiro, ao qual nos referimos como Governo Federal;
- andamento de investigações anticorrupção de alto nível no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas referentes a desempenho financeiro e planos de financiamento;
- nosso nível, ou perfil de vencimento, do endividamento;
- probabilidade de recebermos pagamento relativo a contas a receber;
- nossos planos de investimentos de capital;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- nossa capacidade de implementar nosso programa de desinvestimento;
- falha ou ataques à nossa infraestrutura operacional e de segurança ou sistemas;
- nossa capacidade de renovar nossas concessões, alvarás e licenças em condições tão favoráveis como aquelas que hoje estão em vigor, ou simplesmente de não renová-las;
- nossa habilidade para integrar as operações das companhias que adquirimos e que podemos vir a adquirir;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia elétrica pelo consumidor;
- condições competitivas nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, especialmente em Minas Gerais e Rio de Janeiro;
- alterações dos níveis pluviométricos e hídricos nos reservatórios utilizados para funcionamento das nossas centrais de geração hidrelétrica;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, inclusive políticas que afetam os investimentos por ele realizados em nossa Companhia e seus planos quanto à futura expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais; e
- outros fatores de risco apresentados no "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco".

As declarações e expectativas futuras mencionadas acima incluem também informações relativas aos nossos projetos de expansão de capacidade em andamento, bem como aos que estamos atualmente avaliando. Além dos riscos e incertezas citados acima, nossos projetos de expansão em potencial implicam riscos de engenharia, construção, regulatórios e outros riscos significativos que poderão:

- atrasar ou impedir a conclusão bem-sucedida de um ou mais projetos;
- aumentar os custos de projetos; e
- resultar na falha das instalações para operar ou gerar receitas de acordo com as nossas expectativas.

As palavras "acredita", "poderá", "poderia", "irá", "planeja", "estima", "continua", "prevê", "solicita", "pretende", "espera" e palavras similares destinam-se a identificar declarações e expectativas futuras. Não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer declarações e expectativas futuras em razão de informações novas, acontecimentos futuros ou por outro motivo. À luz destes riscos e incertezas, as informações, declarações e expectativas futuras tratadas no presente

relatório anual talvez não cheguem a ocorrer. Nossos resultados e desempenho efetivos poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações e expectativas futuras.

PARTE I

Item 1. Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Relevantes

Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas selecionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com as IFRS. As informações a seguir deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluindo suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual e em conjunto com as informações apresentadas no "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e a "Apresentação das Informações Financeiras".

As informações financeiras consolidadas selecionadas de 31 de dezembro de 2016 e de 2015, e referentes a cada um dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2016, de 2015 e de 2014, em IFRS, foram resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Nossas Demonstrações Financeiras consolidadas auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 foram ajustadas a efeitos de reformulação, mais detalhada na Nota 2.8 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas. Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R$ 3,2532 por US$1,00, a taxa de câmbio em 30 de dezembro de 2016. No passado, o real sofreu alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. Os dados financeiros consolidados selecionados em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 e para cada um dos anos encerrados em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 foram derivados de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas não incluídas neste relatório anual no Formulário 20-F e que não foram reapresentadas pelo item descrito na Nota 2.8 das nossas Demonstrações Financeiras consolidadas.

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2016	2016	**2015 (5)**	**2014 (5)**	**2013 (5)**	**2012(4) (5)**
	(em milhões de US$)(1)	**(em milhões de R$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)**				
Dados da demonstração de resultados consolidado:						
Receita operacional líquida:						
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	6.289	20.458	20.319	14.922	12.597	13.691
Receita do fornecimento no atacado a outras concessionárias	914	2.972	2.207	2.310	2.144	1.689
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da 'Parcela A') e outros componentes financeiros	(447)	(1.455)	1.704	1.107	—	—
Receita de uso da rede de distribuição de energia elétrica (TUSD)	524	1.705	1.465	855	1.008	1.809
Receita de Concessão da Transmissão	96	312	261	557	404	662
Receita de Indenização de Transmissão	231	751	101	420	21	192
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	2	8	576	55	—	—
Receita de Atualização Financeira da Bonificação pela Outorga	92	300	—	—	—	—

Receitas de construção	367	1.193	1.252	941	975	1.336
Transações em energia elétrica na CCEE	49	161	2.425	2.348	1.193	387
Fornecimento de Gás	444	1.444	1.667	422	—	—
Outras Receitas Operacionais	437	1.421	1.440	1.284	1.047	506
Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita	(3.227)	(10.497)	(11.549)	(5.626)	(4.762)	(6.135)
Total das receitas operacionais líquidas	5.771	18.773	21.868	19.595	14.627	14.137
Custos e despesas operacionais:						
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.543)	(8.273)	(9.542)	(7.428)	(5.207)	(4.683)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(291)	(947)	(999)	(744)	(575)	(883)
Depreciação e Amortização	(256)	(834)	(835)	(801)	(824)	(763)
Pessoal	(505)	(1.643)	(1.435)	(1.252)	(1.284)	(1.173)
Gás comprado para revenda	(270)	(877)	(1,051)	(254)	—	—
Serviços de Terceiros	(267)	(867)	(899)	(953)	(917)	(906)
Obrigações pós-aposentadoria	(106)	(345)	(156)	(212)	(176)	(134)
Materiais	(18)	(58)	(154)	(381)	(123)	(73)
Provisões Operacionais	(216)	(704)	(1.402)	(581)	(305)	(671)
Participação nos lucros dos funcionários e diretores	(2)	(7)	(137)	(249)	(221)	(239)
Custos de Construção	(367)	(1.193)	(1.252)	(942)	(975)	(1.336)
Outras Despesas Operacionais Líquidas	(47)	(155)	(426)	(651)	(624)	(666)
Total das despesas e custos operacionais	(4.888)	(15.903)	(18.288)	(14.448)	(11.231)	(11.527)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(93)	(302)	393	210	764	865
Resultado com Combinação de Negócios	—	—	—	281	—	—
Ganho na Alienação de Investimento	—	—	—	—	284	—
Lucros Não Realizados na Alienação de Investimento	—	—	—	—	(81)	—
Ajuste referente à redução ao valor recuperável (impairment) em investimentos	(235)	(763)	—	—	—	—
Receita de valor justo em operação acionária	—	—	729	—	—	—
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro e Impostos	555	1.805	4.702	5.638	4.363	3.475
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	(442)	(1.437)	(1.340)	(1.159)	(309)	1.629
Resultado antes dos impostos (IR e CSLL)	113	368	3.362	4.479	4.054	5.104
Despesa de Imposto de Renda	(10)	(34)	(893)	(1.342)	(950)	(832)
Resultado do exercício	103	334	2.469	3.137	3.104	4.272
Outro lucro (prejuízo) abrangente	(170)	(553)	(307)	(41)	213	(412)
Resultado abrangente	(67)	(219)	2.162	3.096	3.317	3.860
Lucro (prejuízo) básico: (2)						
Por ação ordinária	0,03	0,10	1,96	2,49	2,47	3,40
Por ação preferencial	0,11	0,35	1,96	2,49	2,47	3,40
Por ADS de ação ordinária	0,03	0,10	1,96	2,49	2,47	3,40
Por ADS de ação preferencial	0,11	0,35	1,96	2,49	2,47	3,40
Lucro (prejuízo) diluído: (2)						
Por ação ordinária	0,02	0,07	1,96	2,49	2,47	3,40
Por ação preferencial	0,10	0,32	1,96	2,49	2,47	3,40
Por ADS de ação ordinária	0,02	0,07	1,96	2,49	2,47	3,40
Por ADS de ação preferencial	0,10	0,32	1,96	2,49	2,47	3,40

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2016	2016	2015	2014	2013	2012(4)
	(em milhões de US$)(1)	**(em milhões de R$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)**				
Informações da Demonstração da Posição Financeira:						
Ativo:						
Ativo circulante	2.547	8.285	9.377	6.554	6.669	8.804
Ativo imobilizado líquido	1.160	3.775	3.940	5.544	5.817	6.109
Ativo Intangível	3.326	10.820	10.275	3.379	2.004	1.874
Ativos financeiros de concessões	1.528	4.971	2.660	7.475	5.841	5.475
Outros Ativos	4.360	14.185	14.605	12.048	9.483	10.308
Total do Ativo	12.922	42.036	40.857	35.000	29.814	32.570
Passivo:						
Parcela circulante da dívida de longo prazo	1.487	4.837	6.300	5.291	2.238	6.466
Outros Passivos Circulantes	2.032	6.610	6.774	4.832	3.684	6.332
Total passivo circulante	3.519	11.447	13.074	10.123	5.922	12.798
Dívida de longo prazo	3.179	10.342	8.866	8.218	7.219	3.950
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria – longo prazo	1.243	4.043	3.086	2.478	2.311	2.575
Outros Passivos Não Circulantes	1.005	3.270	2.843	2.896	1.724	1.697
Total do Passivo de longo prazo	5.427	17.655	14.795	13.592	11.254	8.222
Capital social	1.935	6.294	6.294	6.294	6.294	4.265
Reservas de capital	592	1.925	1.925	1.925	1.925	3.954
Reservas de lucros	1.598	5.200	4.663	2.594	3.840	2.856
Ajustes de avaliação patrimonial	(150)	(489)	102	468	579	475
Participação de acionista não controlador	1	4	4	4	—	—
Total do capital social	3.976	12.934	12.988	11.285	12.638	11.550
Total do passivo e capital social	12.922	42.036	40.857	35.000	29.814	32.570

Outros dados:

	2016	2015	2014	2013	2012
Principais ações em circulação: (2)					
Ordinárias	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação (2)					
Ordinárias	—	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20
Preferenciais	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20
Dividendos por ADS ordinária (2)	—	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20
Dividendos por ADS preferencial (2)	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20
Dividendos por ação (3) (2)					
Ordinárias	—	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83
Preferenciais	US$0,15	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83
Dividendos por ADS (3) (2) ordinária	—	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83
Dividendos por ADS (3) (2) preferencial	US$0,15	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83
Ações em circulação – diluídas: (2)					
Ordinárias	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação diluída (2)					
Ordinárias	—	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20
Preferenciais	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20

	2016	2015	2014	2013	2012
Dividendos por ADS diluída ordinária (2)...	—	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20
Dividendos por ADS diluída preferencial (2).....	R$ 0,50	R$ 0,50	R$ 0,63	R$ 1,28	R$ 2,20
Dividendos por ação diluída (3) (2)					
Ordinárias	—	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83
Preferenciais	US$0,15	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83
Dividendos por ADS diluída ordinária (3)(2).....	—	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83
Dividendos por ADS diluída preferencial (3)(2).....	US$0,15	US$0,13	US$0,24	US$0,48	US$0,83

(1) Convertido à taxa de câmbio de US$1.00 para R$ 3,2532, taxa de câmbio de 30 de dezembro de 2016. Veja "— Taxas de Câmbio".
(2) Números por ação foram ajustados para refletir os dividendos sobre as nossas ações em abril de 2015, e números por ADS foram ajustados para refletir os ajustes correspondentes em nossos ADS.
(3) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos na taxa de câmbio em vigor ao final de cada ano.
(4) As informações relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012 foram reajustadas para refletir a aplicação do IFRS 11 adotadas a partir de 1º de janeiro de 2013.
(5) Nossas Demonstrações Financeiras consolidadas auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 foram ajustadas a efeitos de reformulação, mais detalhada na Nota 2.8 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas. Os dados financeiros consolidados selecionados em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 e para cada um dos anos encerrados em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 foram derivados de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas não incluídas neste relatório anual no Formulário 20-F e que não foram reapresentadas pelo item descrito na Nota 2.8 das nossas Demonstrações Financeiras consolidadas.

Taxas de Câmbio

Em 4 de março de 2005, o Conselho Monetário Nacional, ou CMN, consolidou o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio flutuante em um único mercado de câmbio. Tal regulamentação, como reapresentada em 2008, permite, ainda que sujeitas a certos procedimentos e disposições normativas específicas, a compra e venda de moeda estrangeira e a transferência internacional de reais por uma pessoa ou empresa estrangeira, sem limites quanto ao valor. Além disso, todas as operações de câmbio devem ser realizadas por instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central do Brasil, ou Banco Central, para operar em tal mercado.

A legislação brasileira dispõe que quando houver (i) um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, ou (ii) razões relevantes para se prever um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, restrições temporárias poderão ser impostas sobre as remessas de capital estrangeiro para o exterior. No passado, o Banco Central interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirá nas taxas de câmbio. O real poderá se desvalorizar ou valorizar substancialmente em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem também afetar os valores em dólares dos Estados Unidos recebidos por detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Realizaremos quaisquer distribuições com relação às nossas ações preferenciais ou ações ordinárias em reais, e o depositário converterá essas distribuições em dólares dos Estados Unidos para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Não podemos afirmar que tais medidas não serão aplicadas pelo governo brasileiro no futuro, o que poderia impedir o pagamento de distribuições para detentores de ADSs. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar o valor equivalente, em dólares dos Estados Unidos, ao preço em reais das ações preferenciais ou das ações ordinárias na bolsa de valores brasileira em que as mesmas são negociadas. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar nossos resultados operacionais. Para mais informações veja a seção "Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias".

As tabelas abaixo apresentam, para os períodos indicados, as taxas de câmbio mínimas, máximas, médias e de encerramento de período do real, expressas em reais por US$1,00.

	Reais por US$1,00			
Exercício findo em 31 de dezembro,	Baixa	Alta	Média	Encerramento de período
2012	1,6997	2,1141	1,9535	2,0476
2013	1,9480	2,4464	2,1570	2,3608

Exercício findo em 31 de dezembro,	Reais por US$1,00			
	Baixa	Alta	Média	Encerramento de período
2014	2,1940	2,7306	2,3498	2,6563
2015	2,5644	4,1638	3,3360	3,9593
2016	3,4112	4,1299	3,4839	3,2532

Mês	Reais por US$1,00			
	Baixa	**Alta**	**Média**	**Encerramento de período**
Novembro 2016	3,1801	3,4485	3,3369	3,3854
Dezembro de 2016	3,2456	3,4717	3,3540	3,2532
Janeiro de 2017	3,1152	3,2526	3,1901	3,1152
Fevereiro de 2017	3,0557	3,1530	3,1057	3,1085
Março de 2017	3,0812	3,1684	3,1275	3,1628
Abril de 2017	3,0932	3,1961	3,1390	3,1896
Maio de 2017 (até 05 de maio de 2017)	3,1443	3,1823	3,1683	3,1703

Fonte: U.S. Federal Reserve Board (Banco Central dos Estados Unidos).

Fatores de Risco

O investidor deverá levar em consideração os riscos a seguir, bem como as demais informações contidas no presente Relatório Anual, ao avaliar o investimento em nossa Companhia.

Riscos relacionados à CEMIG

Não temos certeza se novas concessões ou autorizações, conforme aplicável, serão obtidas, ou se nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos similares àqueles atualmente em vigor ou se as compensações recebidas por nós em caso de não prorrogação serão suficientes para abranger o valor integral de nosso investimento.

Conduzimos a maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal ou de acordo com autorizações concedidas a empresas do Grupo CEMIG. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico.

Em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579 ("MP nº 579"), mais tarde convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 ("Lei nº 12.783/2013"), que dispõe sobre as prorrogações das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995 ("Lei nº 9.074/1995"). De acordo com a referida norma, tais concessões poderão ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do Poder Concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

Em relação às atividades de geração, a Companhia optou por não aceitar a extensão de algumas concessões de geração que foram outorgadas nos termos do Contrato de Concessão nº 007/1997 e do Contrato de Concessão nº 002/2013. De acordo com esses contratos, as usinas hidrelétricas cujas concessões expiraram em 2015 foram contratadas novamente sob o Leilão nº 012/2015. Os contratos de concessão preveem a contratação por meio de um sistema de alocação de quotas de capacidade de energia, de acordo com a Lei nº 12.783/2013, com um prazo de 30 anos.

Com fulcro nesse entendimento, nossa subsidiária CEMIG Geração e Transmissão S.A. ("CEMIG GT") impetrou um Mandado de Segurança contra os atos do Ministro de Minas e Energia para assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do termo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguara ("UHE Jaguara"), nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se os termos e condições originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A CEMIG GT obteve provimento liminar para continuar no controle da exploração da UHE Jaguara até 3 de setembro de 2013 ou até que este Mandado de Segurança fosse definitivamente julgado. Houve julgamento do mérito desta ação em que foram indeferidos os pedidos feitos pela CEMIG GT. Antes que o resultado desse julgamento fosse publicado, o que impediria a interposição do recurso adequado, a CEMIG GT propôs Ação Cautelar junto ao Supremo Tribunal Federal – STF em que pleiteou provimento liminar que lhe permitisse continuar à frente do empreendimento, que foi deferido. Em 21 de março de 2017, o Ministro Relator da Ação Cautelar revogou a liminar anteriormente concedida. O mérito dessa Ação Cautelar ainda não foi julgado.

Pelos mesmos fundamentos e na iminência do vencimento do prazo originalmente previsto para que findasse a concessão da Usina Hidrelétrica de São Simão ("UHE São Simão"), a CEMIG GT impetrou Mandado de Segurança, perante o Superior Tribunal de Justiça – STJ, contra os atos do Ministro de Minas e Energia para assegurar o direito dessa companhia relativo à

prorrogação do termo da referida concessão, sob a Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013.

O provimento liminar originalmente obtido pela Companhia em 19 de dezembro de 2014 para continuar no controle da exploração da UHE São Simão até o julgamento do Mandado de Segurança foi revogado pelo Ministro Relator em 30 de junho de 2015; e desde então, a energia gerada pela UHE São Simão está sendo negociada pelo regime de "cotas" desde setembro de 2015. Neste regime jurídico, o concessionário de geração tem a concessão da usina hidrelétrica renovada por 30 anos, uma única vez, por disponibilizar toda a energia comercializável da usina (garantia física) para ser fracionada em cotas e entregue às empresas de distribuição de energia elétrica, sendo remunerado pela operação e manutenção da usina sob sua responsabilidade. Com a cassação da liminar, tanto a CEMIG GT, quanto a UHE São Simão, não podem mais explorar o serviço público sob o regime contratual do contrato de concessão nº 007/1997. Não obstante, no âmbito do STJ, o Relator do processo, tendo em vista o deferimento de liminar pelo Supremo Tribunal Federal para suspensão do feito nos autos da UHE Jaguara, intimou a CEMIG GT para se manifestar em relação à suspensão do feito quanto à UHE São Simão. A Companhia, por sua vez, manifestou interesse na suspensão, contudo requereu a concessão da liminar para que seja empregado o mesmo desfecho conferido à UHE Jaguara, no sentido de manter a CEMIG GT na titularidade da concessão da UHE São Simão nas mesmas condições da UHE Jaguara, ou seja, observando-se as bases originais do Contrato de Concessão nº 007/1997. Essa liminar foi concedida em 8 de março de 2017 e posteriormente revogada em 28 de março de 2017.

A CEMIG GT impetrou novo Mandado de Segurança, com pedido de medida liminar, contra ato ilegal e violador de direito líquido e certo da impetrante, praticado pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, no intuito de obter uma prorrogação do termo de concessão da UHE Miranda com base na Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997.A CEMIG GT obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Miranda até que este Mandado de Segurança seja definitivamente julgado. Em 29 de março de 2017, esta liminar foi revogada. Ainda não houve julgamento do mérito desta ação.

As 3 usinas (Jaguara, São Simão e Miranda) representaram 31,82% da capacidade de geração da CEMIG GT e 31% da capacidade de geração da CEMIG em 31 de dezembro de 2016.

Em relação às atividades de transmissão, em 4 de dezembro de 2012, a CEMIG GT assinou a segunda alteração do Contrato de Concessão de Transmissão nº 006/1997, prorrogando a concessão por 30 anos a partir de 1º de janeiro de 2013. A extensão da concessão resultou na redução da Receita Anual Permitida, ou RAP, que diminuiu de R$485 milhões (em junho de 2012) para R$196 milhões (em junho de 2016). De acordo com a Portaria n° 120/2016 do Ministério de Minas e Energia, a partir de julho de 2017, as empresas de transmissão que ampliaram seus contratos de concessão terão seus ativos ainda não compensados incluídos na Base de Remuneração Regulatória e também receberão a recuperação de receitas passadas destes ativos.

Em fevereiro de 2012, a CEMIG GT celebrou um acordo com os debenturistas de sua terceira emissão de debêntures, a fim de prever que a rescisão de quaisquer concessões que representem mais de 30% das receitas da CEMIG GT constitua um evento que desencadeie a aceleração das debêntures. Se perdermos as ações descritas nos parágrafos acima, as concessões serão encerradas e os debenturistas poderão solicitar o vencimento antecipado da dívida que representa aproximadamente R$ 1,2 bilhão. Se isso ocorrer, não podemos garantir que a Companhia poderá obter um *waiver* dos debenturistas ou ter fundos suficientes para reembolsar a dívida.

Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica, a CEMIG Distribuição S.A. ("CEMIG D"), conforme disposto no Decreto 7.805/2012 e Decreto 8.461/2015, indicou o aceite pela prorrogação dos seus contratos de concessão, vindo a assinar, em dezembro de 2015, o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição. Isso garante a prorrogação da concessão por mais 30 anos a partir do dia primeiro de janeiro de 2016, mas exige, contudo, o cumprimento de regras ainda mais rígidas relacionadas à qualidade do serviço prestado e a sustentabilidade econômico-financeira da Companhia ao longo dos 30 anos de concessão.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal, em relação aos novos contratos de concessão ou autorizações, se aplicável, e a renovação de concessões e autorizações existentes, bem como pelas recentes disposições estabelecidas por meio da MP nº 579/2012 (e posterior Lei nº 12.783/2013), e as emendas feitas pela Lei nº 13.203/2015 e pela Lei nº 13.360/2016, para renovação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, não podemos garantir que: (i) novas concessões ou autorizações serão obtidas; ou (ii) nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos tão favoráveis quanto àqueles atualmente em vigor; ou ainda que (iii) as compensações recebidas por nós nos eventos de não prorrogação serão o suficiente para abranger o valor integral de nosso investimento. Nossa incapacidade de estender ou obter novas concessões ou autorizações pode ter um efeito adverso em nossos negócios, nos nossos resultados operacionais e na nossa condição financeira. Para mais informações sobre a renovação de nossas concessões e autorizações no "Item nº 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos".

Nossas subsidiárias podem sofrer intervenção do Poder Público com o fim de assegurar a adequação na prestação de serviços ou ser sancionadas pela ANEEL em função do descumprimento de seus contratos de concessão ou autorizações concedidas a elas, o que poderá resultar em multas, outras penalidades e/ou, dependendo da gravidade do descumprimento, caducidade dos contratos de concessão ou revogação das autorizações.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal, por intermédio da ANEEL, e nos termos das autorizações concedidas às companhias do grupo da Companhia, conforme o caso. A ANEEL poderá nos impor penalidades ou revogar uma concessão ou autorização caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão ou autorizações, inclusive aquelas relativas à observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares atinentes à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária no que tange à participação em processos licitatórios para outorga de novas concessões por um período de até dois anos;
- intervenção pela ANEEL na administração da concessionária infratora;
- revogação da concessão; e
- execução das garantias relacionadas à concessão.

Ademais, o Governo Federal brasileiro tem poderes para revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes do encerramento do termo de concessão, no caso de falência ou dissolução, ou por meio de caducidade, por razões de interesse público. Pode ainda intervir nas concessões com o fim de assegurar a adequação na prestação dos serviços, bem

como o fiel cumprimento das disposições contratuais, regulamentares e legais pertinentes, além de interferir nas operações e receitas provenientes das operações das instalações da Companhia e de suas subsidiárias.

Atrasos na implementação e construção de novos projetos de energia podem ainda resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da ANEEL, que, de acordo com a Resolução da ANEEL nº 63, de 12 de maio de 2004, poderão consistir desde notificações até o vencimento antecipado de tais concessões ou autorizações.

Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão ou da revogação das autorizações poderá não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A imposição de multas ou penalidades ou a rescisão antecipada ou revogação pela ANEEL de quaisquer de nossos contratos de concessão ou autorizações, ou qualquer falha em receber uma compensação suficiente para os investimentos que fizemos poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, e nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações de pagamento.

A partir de 2016 passaram a valer as regras do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição, que contém novas metas para qualidade do serviço e requerimentos relacionados à sustentabilidade econômico-financeira da CEMIG D. Essas metas devem ser cumpridas ao longo dos 30 anos de concessão. O cumprimento dessas metas é avaliado anualmente, e o descumprimento poderá resultar na obrigação da CEMIG em realizar aporte de capital na CEMIG D ou poderá implicar na limitação de distribuição de dividendos ou no pagamento de juros sobre o capital próprio pela CEMIG D à CEMIG. De acordo com a regulamentação da ANEEL, em caso de falha no cumprimento de metas globais anuais de indicadores de continuidade coletiva por 2 anos consecutivos, ou 3 vezes em 5 anos, ou em qualquer momento nos últimos 5 anos da vigência do contrato, a distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio pode ser limitada até que o cumprimento seja retomado. Além disso, nos primeiros 5 anos, o descumprimento de uma meta por 2 anos consecutivos ou de quaisquer metas no quinto ano acarretará na caducidade da concessão. A imposição de multas ou penalidades ou a rescisão antecipada ou revogação pela ANEEL de quaisquer de nossos contratos de concessão, ou qualquer falha em receber uma compensação suficiente para os investimentos que fizemos poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Estamos sujeitos a uma extensa e incerta legislação e regulamentação governamental e eventuais alterações podem causar um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Nossas operações são altamente regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal, por meio do MME, da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS, e de outras autoridades regulatórias. No passado, essas autoridades tiveram um grau substancial de influência em nossos negócios. O MME, a ANEEL e o ONS têm autoridade discricionária para implementar e alterar políticas, interpretações e regras aplicáveis a diferentes aspectos de nosso negócio, particularmente operações, manutenção, segurança, compensação e inspeção. Qualquer medida regulatória significativa implementada por tais autoridades pode resultar em uma sobrecarga expressiva em nossas atividades, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a 'Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico', introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro. Essa estrutura

regulatória vem sofrendo diversas alterações nos últimos anos, sendo as modificações mais recentes inseridas via Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/13, que dispõe sobre a prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995. De acordo com a referida norma, tais concessões poderão ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do Poder Concedente a partir de 12 de setembro de 2012.

Alterações na legislação ou na regulamentação relativas ao setor elétrico brasileiro poderão afetar desfavoravelmente nossa estratégia de negócios e condução de nossas atividades na medida em que não formos capazes de anteciparmos as novas condições ou não consigamos absorver os novos custos ou repassá-los aos clientes. Além disso, não podemos garantir que medidas tomadas futuramente pelo governo brasileiro, em relação ao desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro, não irão afetar negativamente nossas atividades. E ainda, não somos capazes de prever a que extensão tais medidas podem nos afetar. Se formos requeridos a conduzir nossos negócios e operações de uma forma substancialmente diferente da prevista em nosso plano de negócios, nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira poderão ser afetados negativamente.

Alterações na legislação tributária brasileira ou conflitos relacionados à sua interpretação podem nos afetar adversamente.

Os governos federal, estadual e municipal brasileiros têm implementado regularmente mudanças em políticas fiscais que nos afetam. Essas mudanças incluem a criação e alteração de impostos e taxas, permanentes ou temporários, relacionados a propósitos específicos do governo. Algumas dessas medidas governamentais podem aumentar nossa carga tributária, o que pode afetar nossa lucratividade e, consequentemente nossa condição financeira. Não podemos garantir que seremos capazes de manter nosso fluxo de caixa e nossa lucratividade após um aumento de impostos e taxas que incidam sobre nós, o que pode resultar em efeitos adversos significativos para a Companhia.

Estamos sujeitos a restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de endividamento, o que pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Estamos sujeitos a certas restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital, aquisições e captação de recursos junto a terceiros, o que poderá nos impedir de celebrar novos contratos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes e afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Nosso Estatuto Social nos exige manter determinados indicadores financeiros, inclusive relacionados a endividamento e investimento, dentro de certos limites, o que pode afetar nossa flexibilidade operacional. Em 2014, 2015 e 2016, determinados limites e índices financeiros especificados em nosso Estatuto Social foram excedidos, e os respectivos *waivers* foram concedidos mediante a aprovação de nossos acionistas na Assembleia Geral de Acionistas durante 2014, 2015 e 2016.

No que tange aos investimentos, nosso Estatuto Social estabelece que o grupo da Companhia, considerado de forma consolidada, pode utilizar até 40,0% de seu LAJIDA (lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização), em cada exercício social, em investimentos de capital e aquisições. Essa restrição pode afetar indiretamente nossa capacidade de investimento. Nossa capacidade para implementar nosso programa de investimentos depende de diversos fatores, que incluem a capacidade de cobrar tarifas adequadas por nossos serviços, o acesso ao mercado de capitais doméstico e internacional, e uma gama de fatores operacionais e de outras naturezas. Ademais, os planos de expansão de nossa

capacidade de geração e transmissão estão sujeitos à conformidade com processos licitatórios regidos pela Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 ("Lei nº 8666/93" ou "Lei das Licitações").

Com relação aos empréstimos de terceiros: (i) na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público incluindo normas estabelecidas pelo Conselho Monetário Nacional – CMN e pelo Banco Central do Brasil – BACEN; e (ii) estamos sujeitos a regras e limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") que regulamenta o endividamento para empresas no setor elétrico. Além disso, as empresas estatais, só podem se financiar com recursos concedidos pelos bancos comerciais locais em operações garantidas por recebíveis ou, no caso de bancos federais, para refinanciamento de obrigações financeiras assumidas com entidades do sistema financeiro brasileiro.

Também estamos sujeitos ao requisito de aprovação pela Secretaria do Tesouro Nacional (parte do Ministério da Fazenda) e pelo Banco Central do Brasil antes de realizar certas operações financeiras internacionais. Esta aprovação geralmente é dada apenas se o propósito da transação é a rolagem de nossa dívida. Essas regras efetivamente limitam nossa capacidade de incorrer em dívidas.

Além disso, estamos sujeitos a certas condições contratuais de acordo com os nossos instrumentos de dívida existentes, bem como podemos celebrar novos contratos de empréstimos que contêm cláusulas financeiras restritivas ("*covenants*") ou cláusulas similares, que podem restringir nossa flexibilidade operacional. Essas restrições podem também afetar nossa capacidade de obter novos empréstimos necessários para financiar nossas atividades, nossa estratégia de crescimento e de fazer frente às nossas obrigações financeiras a vencer, o que pode afetar adversamente nossa capacidade de cumprir com nossas obrigações financeiras. Temos contratos de financiamento e outras obrigações de endividamento contendo cláusulas financeiras restritivas ("*covenants*"), incluindo debêntures no mercado local e financiamentos com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e o Banco do Brasil. Se violarmos uma cláusula financeira restritiva ("*covenant*") dos financiamentos do BNDES, seremos obrigados a conceder ou a aumentar, conforme o caso, as garantias em relação a esses financiamentos, ou, até mesmo, termos algumas de nossas dívidas vencidas antecipadamente. Qualquer vencimento antecipado pode ter um efeito adverso significativo sobre a nossa condição financeira e também pode desencadear cláusulas de inadimplemento cruzado ("*cross-default*") em outros instrumentos financeiros. No caso de inadimplência e vencimento antecipado, nossos ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para quitar completamente as dívidas ou cumprir com os serviços de tais dívidas. No passado, em certas ocasiões não conseguimos cumprir certas cláusulas financeiras restritivas ("*covenant*") que tinham condições mais restritivas do que as atualmente vigentes. Apesar de termos sido capazes de obter *waivers* de nossos credores com relação a tais descumprimentos, nenhuma garantia pode ser dada de que seremos bem-sucedidos em obter algum *waiver* no futuro. Veja o "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Endividamento" para uma descrição de nossos contratos de financiamento de materiais com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*).

A Companhia poderá enfrentar dificuldades em entregar os resultados esperados nos planos de negócios das empresas adquiridas ou que venham a ser adquiridas, o que poderá ter um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais

É possível que a Companhia não obtenha os benefícios esperados de suas aquisições. O processo de integração de qualquer negócio adquirido pode sujeitar a Companhia a determinados riscos, tais como: despesas não previstas, incapacidade de integrar as atividades das empresas adquiridas visando obter economias de escala e ganhos de eficiência esperados, potenciais

atrasos relacionados à integração das operações das sociedades, exposição a potenciais contingências, e reivindicações legais feitas ao negócio adquirido desconhecidas no momento da sua aquisição. A Companhia pode não ser bem-sucedida ao lidar com estes ou outros riscos, ou problemas relacionados a qualquer outra operação de aquisição futura, e ser afetada negativamente pelas empresas adquiridas ou que venham a ser adquiridas.

A redução na nossa classificação (rating) de risco de crédito ou nas classificações de crédito soberano do Brasil pode afetar de modo adverso à disponibilidade de novos financiamentos e aumentar nosso custo de capital.

As agências de classificação de risco de crédito *Fitch Ratings*, *Moody's*, e *Standard and Poor's* atribuem, cada uma, notas (*ratings*) à Companhia e a seus títulos de dívida sob as perspectivas nacional e global.

Os *ratings* refletem, entre outros fatores: a perspectiva para o setor elétrico brasileiro, as condições hídricas do Brasil, a conjuntura política e econômica, risco país, e a nota de classificação de risco e perspectivas para o controlador da Companhia, o Estado de Minas Gerais.

As agências de *rating* iniciaram uma revisão do risco de crédito soberano brasileiro em setembro de 2015, que culminou com a perda da classificação de investimento do país com as 3 principais agências. Referiram-se ao cenário de crédito menos atraente e à crescente deterioração dos indicadores da dívida brasileira, levando em conta o ambiente de baixo crescimento e a difícil situação política. Como resultado, os preços de negociação da dívida brasileira e outros títulos brasileiros foram afetados. A continuidade da recessão atual no Brasil pode causar rebaixamentos adicionais.

Em 2016, as 3 principais agências de classificação rebaixaram a CEMIG Holding, a CEMIG D e a CEMIG GT após a deterioração macroeconômica no Brasil. Em fevereiro, a Standard & Poor's rebaixou a classificação de cada empresa para brA de brAA- (escala nacional) e BB- de BB (escala global). Em novembro, a classificação de cada empresa foi rebaixada novamente, para brBBB+ de brA (escala nacional) e para B+ de BB- (escala global). Em julho, a Fitch também rebaixou a classificação de cada empresa para A (bra) de AA- (bra) (escala nacional). Em fevereiro, a Moody's reduziu a classificação de cada empresa para A2.br de Aa2.br (escala nacional) e para Ba3 de Ba1 (escala global) e, em julho, rebaixou-a novamente para Baa1.br de A2.br (escala nacional) e para B1 de Ba3 (escala global).

Caso os nossos *ratings* sejam rebaixados devido a fatores externos, desempenho operacional ou altos níveis de endividamento, nosso custo de capital pode afetar negativamente a nossa capacidade de cumprir as cláusulas financeiras existentes nos instrumentos que regulam nossa dívida. Além disso, nossos resultados operacionais ou financeiros, e a disponibilidade de financiamentos futuros podem ser adversamente impactados. Além disso, novos rebaixamentos nos *ratings* soberanos brasileiros podem afetar adversamente a percepção de risco em relação a valores mobiliários de emissores brasileiros e, como resultado, aumentar o custo de quaisquer emissões futuras de títulos de dívida. Quaisquer reduções adicionais em nossos *ratings* ou nos *ratings* soberanos do Brasil podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros, bem como nosso acesso a financiamentos futuros.

Interrupções das operações ou degradação da qualidade de nossos serviços, ou de nossas controladas, poderão ter efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A operação de complexas redes e sistemas de transmissão, geração e distribuição de energia elétrica envolve diversos riscos, tais como dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, avarias ou falhas de equipamentos ou

processos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos ativos, ou catástrofes (como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem, terrorismo, vandalismo, entre outros eventos similares). Além disso, decisões operativas por parte das autoridades responsáveis pela rede de energia elétrica, o meio ambiente, as operações e outras questões que afetem a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica podem ter efeito adverso sobre o funcionamento e rentabilidade das operações dos nossos sistemas de geração, transmissão e distribuição. No caso de ocorrência desses fatores, nossa cobertura de seguro poderá ser insuficiente para cobrir integralmente os custos e perdas que poderemos incorrer em razão de danos causados a nossos ativos ou interrupções do serviço.

Ademais, as receitas que a Companhia e suas subsidiárias auferem em decorrência da implementação, operação e manutenção de suas instalações estão correlacionadas à disponibilidade dos equipamentos e ativos e à qualidade (continuidade e atendimento dentro das exigências regulatórias) dos serviços. De acordo com nossos contratos de concessão, a Companhia e suas subsidiárias estão sujeitas à: (i) redução de suas respectivas Parcelas B (em função do aumento do componente 'Q' do Fator X) quando da revisão tarifária das distribuidoras; (ii) redução de suas respectivas Receitas Anuais Permitidas (RAP) das empresas de transmissão de energia elétrica; (iii) impactos sobre o Fator de Disponibilidade (FID) e a energia assegurada das instalações de geração. As Usinas Hidroelétricas dividem entre si o risco hidrológico e baseado nas regulações aplicáveis e no nível das garantias oferecidas previamente pelos agentes, à medida em que o sistema de usinas não conseguir atingir a produção necessária, a média dos agentes irá ter de adquirir o equivalente de energia faltante ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, que tende a ser bastante volátil.

Os agentes de geração estão expostos a riscos financeiros, pois pode haver diferenças na contabilização financeira dos contratos nos submercados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), dependendo da: (a) localização da usina, que determina o PLD utilizado no procedimento de contabilidade para fornecedores; e (b) localização da consumação do contrato, que determinará o PLD utilizado no procedimento contábil para o agente consumidor. Caso exista diferença de preços entre os PLDs desses submercados, os agentes estarão sujeitos a essas diferenças. Penalidades, e pagamentos de compensações ou outras compensações são aplicáveis, dependendo da abrangência, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços ou equipamentos. Desse modo, interrupções em nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, subestações ou redes, poderão causar um efeito adverso significativo em nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Temos um endividamento considerável e estamos expostos a limitações de liquidez, o que poderá tornar mais difícil a obtenção de financiamento para os investimentos planejados, e poderá impactar negativamente nossas condições financeiras e nossos resultados operacionais.

A fim de financiar os investimentos de capital necessários para fazer frente aos nossos objetivos de crescimento de longo prazo, possuímos um endividamento substancial. Como nosso fluxo de caixa de operações nos últimos anos não tem sido suficiente para financiar nossos investimentos de capital, serviço da dívida e pagamento de dividendos, nossa dívida tem se elevado significativamente desde 2012. Nossos empréstimos, financiamentos e debêntures totais (incluindo os juros) cresceram 0,08%, atingindo R$15.179 milhões em 31 de dezembro de 2016, comparado a R$15.167 milhões em 31 de dezembro de 2015 e R$13.509 milhões em 31 de dezembro de 2014, sendo que, 69,46% de nossos empréstimos, financiamentos e debêntures, que perfazem R$10.544 milhões, têm vencimentos dentro dos próximos 3 anos. A fim de fazer frente aos nossos objetivos de crescimento, manter nossa capacidade de financiar nossas operações e cumprir com os vencimentos de nossa dívida, necessitaremos captar um montante significativo de capital junto a uma ampla variedade de

fontes de recursos. Veja o "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital" para uma descrição de nossos contratos de financiamento relevantes com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*).

Para o serviço da dívida, após atingir nossas metas de investimentos de capital, a Companhia se baseou e deverá continuar se baseando em uma combinação de fluxos de caixas derivados das operações, utilização das linhas de crédito disponíveis, saldo de caixa e investimentos financeiros de curto prazo, bem como de endividamento adicional. Qualquer redução adicional das classificações de crédito pode ter consequências adversas sobre a capacidade de a Companhia obter financiamento ou pode gerar impactos sobre os custos de financiamento, tornando mais difícil ou elevando o custo do refinanciamento das obrigações que já estejam vencendo. Se, por qualquer razão, a Companhia encontrar constantes dificuldades ao acessar financiamentos, isso poderá prejudicar a capacidade de realizar os investimentos de capital nos montantes necessários para manter o atual nível de investimentos ou as metas de longo prazo, podendo prejudicar, ainda, a capacidade de cumprir pontualmente os pagamentos das obrigações de amortização do principal e dos juros frente aos credores, uma vez que o fluxo de caixa de operações atualmente é insuficiente para a realização dos investimentos de capital planejados e cumprimento total das obrigações do serviço da dívida. A redução dos investimentos de capital da Companhia ou a venda de ativos poderá afetar significativamente os resultados operacionais.

Nosso programa de desinvestimentos depende de fatores externos que podem impedir o sucesso da sua implementação.

Entre outras iniciativas, em 2016, introduzimos um programa de desinvestimento que contempla a venda de US$770 milhões em ativos no período de 2017 a 2018, com a meta de melhorar nossa posição de liquidez de curto prazo, elevando nossos saldos de caixa e reduzindo nosso endividamento. Fatores externos, tais como flutuações da taxa de câmbio, a deterioração das condições da economia brasileira e da economia global, e a crise política brasileira, entre outros, podem ter efeitos negativos sobre nossa capacidade de vender nossos ativos ou aumentar os preços pelos quais podemos vender tais ativos.

Dificuldades de implementar com sucesso nosso programa de desinvestimento podem ter um efeito adverso relevante sobre os negócios da Companhia, sobre os resultados das operações e sobre as condições financeiras, incluindo a exposição a restrições de liquidez no curto e médio prazos. Além disto, embora a venda de ativos relacionados ao nosso programa de desinvestimento deva nos permitir reduzir nosso endividamento total e melhorar nossa posição de liquidez de curto prazo, tais vendas devem, também, resultar em uma diminuição em nossos fluxos de caixa de operações, o que poderá ter um efeito adverso significativo sobre nossas perspectivas de crescimento operacional de longo prazo e consequentemente sobre os resultados das nossas operações no médio e longo prazos.

Podemos não conseguir implementar no momento desejado, ou sem incorrer em custos não previstos, as estratégias contidas no nosso planejamento estratégico de longo prazo, com consequências negativas para nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira.

Nossa capacidade de cumprir os objetivos estratégicos depende, em grande parte, da implementação oportuna, bem-sucedida e com boa relação custo-benefício do nosso planejamento estratégico. Alguns dos fatores que podem afetar negativamente essa implementação são:

- A incapacidade para gerar fluxo de caixa ou obter os financiamentos futuros necessários para implementação dos projetos;
- A incapacidade de obter licenças e aprovações governamentais necessárias;

- Problemas imprevistos de engenharia e ambientais;
- Atrasos inesperados nos processos de expropriação e estabelecimento de direitos de servidão;
- A indisponibilidade de força de trabalho ou de equipamentos necessários;
- Greves;
- Atrasos na entrega de equipamentos pelos fornecedores;
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento de suas obrigações
- s contratuais;
- Interferências climáticas ou restrições ambientais;
- Mudanças na legislação ambiental criando novas obrigações e causando custos adicionais para projetos;
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas; e
- Alterações substanciais nas condições econômicas, regulatórias, hidrológicas ou outras.

A ocorrência dos fatores acima, separadamente ou em conjunto, podem resultar em aumentos significativos de custos, retardar ou impedir a implementação de iniciativas, e consequentemente comprometer a execução do nosso planejamento estratégico, afetando negativamente nossos resultados operacionais e financeiros.

Além disso, por sermos uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado de Minas Gerais, estamos sujeitos a alterações em nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva em decorrência da mudança dos agentes políticos do Poder Executivo devido ao processo eleitoral, como ocorreu com a maioria dos nossos diretores executivos, incluindo o diretor presidente e o diretor financeiro em dezembro de 2014, e também devido à instabilidade política. Esses tipos de mudanças podem ter um efeito adverso significativo na continuidade da estratégia da Companhia.

Os resultados operacionais e financeiros de nossas subsidiárias e empresas nas quais temos posições acionárias minoritárias podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condições financeiras.

Possuímos participação acionária e fazemos negócios através de várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos significativos na geração e transmissão de energia elétrica. O desenvolvimento futuro de nossas subsidiárias e investidas, como a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA"), a Light S.A. ("Light"), a Renova Energia S.A. ("Renova") e a Aliança Geração de Energia S.A. ("Aliança"), pode ter um impacto significativo nos nossos resultados operacionais e de negócios. Isto porque, a capacidade da Companhia de fazer frente a obrigações financeiras está relacionada, em parte, ao fluxo de caixa e aos lucros das nossas subsidiárias ou sociedades investidas e à consequente distribuição ou outras transferências de tais lucros para a Companhia na forma de dividendos ou outros adiantamentos e pagamentos. A diminuição da capacidade de geração de resultados e fluxo de caixa dessas empresas pode causar a redução de dividendos e juros sobre capital próprio pagos para a Companhia, o que poderá ter um efeito negativo adverso sobre nossos resultados operacionais e posição financeira.

Além disto, algumas de nossas subsidiárias ou sociedades investidas podem, no futuro, participar de contratos de financiamento que exijam a proibição ou restrição de pagamentos de dividendos ou outras transferências de fundos para a Companhia e, também, que qualquer financiamento contratado por essas sociedades junto a Companhia seja subordinado ao endividamento objeto de tais contratos de financiamento.

Nossas controladas são pessoas jurídicas independentes. Qualquer direito que a Companhia possa ter em relação ao recebimento de ativos ou outros pagamentos em face de liquidação ou reorganização de qualquer dessas sociedades deverá

ser efetivamente subordinado estruturalmente a exigências dos credores de tal sociedade (incluindo autoridades tributárias, credores comerciais e financiadores de tais sociedades). Nos casos em que a Companhia for credora dessas sociedades, as exigências estariam subordinadas aos acionistas e ao endividamento de tal sociedade, sendo que os credores são prioritários em relação aos acionistas da Companhia.

Além disso, a Companhia não controla a administração de algumas de suas investidas, fazendo com que as práticas de gestão das mesmas possam não estar alinhadas às da Companhia.

Qualquer deterioração nos resultados operacionais ou nas condições financeiras de qualquer controlada e quaisquer sanções ou penalidades impostas sobre elas podem ter um efeito adverso significativo sobre os resultados operacionais ou sobre as condições financeiras da Companhia.

Novos investimentos e aquisições exigirão capital adicional, que poderá não estar disponível em termos e condições aceitáveis.

Necessitaremos de recursos para financiar as aquisições e investimentos. Entretanto, não podemos garantir que teremos recursos próprios ou que seremos capazes de obter tais fundos tempestivamente e nos montantes necessários ou a taxas competitivas (emissão de títulos de dívida ou captação de empréstimos). Se não formos capazes de obter recursos conforme planejado, poderemos não ser capazes de satisfazer nossos compromissos de aquisição e nosso programa de investimento poderá sofrer atrasos ou mudanças significativas, o que poderá afetar adversamente nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas futuras.

Atrasos na expansão das instalações, nos novos investimentos ou nas capitalizações em nossas empresas de geração, transmissão e distribuição poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

Atualmente, nos dedicamos à construção e ampliação de usinas, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações, bem como, à avaliação de outros potenciais projetos de expansão. Nossa capacidade de concluir projetos, dentro dos prazos e no orçamento, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Como exemplos, podemos citar:

- Problemas diversos na fase de planejamento e construção de projetos de expansão ou de novos investimentos, como paralisações de trabalho, atrasos de fornecedores de materiais e serviços, demora nos processos licitatórios, embargos de obras, condições geológicas e meteorológicas imprevistas, incertezas políticas e ambientais, liquidez dos parceiros contratados e subcontratados;
- Desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de projetos de expansão;
- Novos ativos poderão operar abaixo da capacidade projetada ou os custos para sua operação/instalação poderão ser maiores do que o previsto;
- Dificuldade de obtenção de capital de giro adequado para financiar os projetos de expansão.
- Demandas ambientais e reivindicações da população durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações; e, possibilidade de violação da meta da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, ou DEC, o que implica no risco de perda da concessão, uma vez que o contrato prevê que o descumprimento das metas dos indicadores de qualidade por 2 anos consecutivos ou no 5º ano acarretará a abertura de processo de caducidade da concessão.

Caso enfrentemos esses problemas ou outros relacionados a novos investimentos ou à expansão de nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição, poderemos incorrer em aumento de custos, ou, talvez, na redução da rentabilidade originalmente prevista para os projetos.

O nível de inadimplemento dos nossos consumidores poderá prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira, bem como os de nossas controladas.

Em 31 de dezembro de 2016, a totalidade dos nossos recebíveis vencidos devidos por consumidores, comerciantes e concessionárias de transporte de energia desconsiderando a provisão para créditos de liquidação duvidosa, era de aproximadamente R$1.621 milhões, correspondentes a 8,63% de nossa receita líquida consolidada em 2016, incluindo nossa provisão para créditos de liquidação duvidosa de R$660 milhões. Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos consumidores em mora. Caso tais dívidas não sejam total ou parcialmente liquidadas, poderemos sofrer um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Adicionalmente, o montante de dívidas em atraso de nossos consumidores que vier a superar a provisão para créditos de liquidação duvidosa por nós constituída, poderá causar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor de energia brasileiro. Falhas em barragens podem gerar graves impactos às comunidades afetadas e à Companhia.

Em se tratando de barragens, existe um risco intrínseco de ruptura, sejam por fatores internos ou externos às estruturas (como, por exemplo, a ruptura de uma barragem a montante). A gravidade e a natureza do risco não são inteiramente previsíveis. Assim, estamos sujeitos ao risco de uma falha em barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que a perda de capacidade de geração hidrelétrica. A falha de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades existentes a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo na imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

Requerimentos e restrições impostas por agências ambientais poderão exigir que a Companhia assuma custos adicionais.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como à distribuição de gás natural, estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Atrasos ou indeferimentos de pedidos de licença por parte dos órgãos ambientais, bem como nossa eventual impossibilidade de cumprir os requisitos estabelecidos por esses órgãos, durante os processos de licenciamento ambiental podem resultar em custos adicionais, ou mesmo proibir ou comprometer, conforme o caso, a construção e manutenção desses projetos.

Qualquer descumprimento das leis e regulamentos ambientais, como a construção e operação de uma instalação potencialmente poluidora sem uma licença ou autorização ambiental válida, poderia causar a obrigação de sanar quaisquer danos que venham a ser causados (responsabilidade civil), e resultar na aplicação de sanções penais e administrativas. Com base na legislação brasileira, penas criminais, tais como prisão e restrição de direitos, podem ser aplicadas às pessoas físicas (incluindo administradores de empresas), e penas tais como multas, restrição de direitos ou prestação de serviços à comunidade podem ser aplicadas a pessoas jurídicas. No que diz respeito às sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem: (i) impor advertências e multas que variam entre R$50 mil e R$50 milhões;

(ii) exigir a suspensão parcial ou total de atividades, (iii) suspender ou restringir benefícios fiscais; (iv) cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais; ou (v) nos proibir de celebrar contratos com órgãos, companhias e autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com a Lei Federal nº 9.985/2000, Decreto Federal n° 6.848/2009 e o Decreto do Estado de Minas Gerais n° 45.175/2009, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido em medidas compensatórias em um montante a ser definido pelas agências ambientais com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto. O Decreto Estadual n° 45.175/2009 ("Decreto 45.175") também indicou que a taxa de compensação será aplicada retroativamente a projetos implementados anteriormente à promulgação da atual legislação.

Dentre os dispositivos legais passíveis de acarretar investimentos e despesas operacionais, cabe destacar o atendimento à Convenção de Estocolmo sobre os Poluentes Orgânicos Persistentes, da qual o Brasil é signatário, assumindo o compromisso internacional da retirada de uso de PCB até 2025 e a sua completa destruição até 2028 por meio do Decreto nº 5.472, de 20 de junho de 2005. O setor elétrico e a CEMIG podem ser fortemente atingidos pela legislação a ser promulgada com essa finalidade, em virtude de possíveis obrigações de levantamento, substituição e destinação de equipamentos e materiais contendo substâncias incluídas na Convenção, como as Bifenilas Policloradas – PCB.

Se não pudermos atender aos requisitos técnicos estabelecidos pelas agências ambientais durante o processo de licenciamento, a instalação e a operação de nossos projetos, bem como o desenvolvimento de nossas atividades, podem ser prejudicados ou dificultados, o que pode afetar negativamente o resultado das nossas operações.

Por fim, a adoção ou implementação de novas leis e regulamentos de segurança, saúde e ambientais, novas interpretações de leis atuais, maior rigidez na aplicação das leis ambientais ou outros acontecimentos no futuro podem exigir que realizemos investimentos adicionais ou que incorramos em despesas operacionais adicionais a fim de manter nossas operações atuais, bem como restringir nossas atividades de produção ou exigir que adotemos outras ações que podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

Aumentos dos preços de compra de energia elétrica podem gerar um descasamento do fluxo de caixa da CEMIG D.

Os contratos de compra de energia elétrica firmados por concessionárias distribuidoras de energia elétrica, tais como os da CEMIG D, tem seus preços vinculados a algumas variáveis que não podem ser controladas, como, por exemplo, as condições hidrológicas e o despacho das usinas térmicas. Embora eventuais aumentos de custos de compra de energia decorrentes de condições hidrológicas adversas e do despacho de usinas térmicas acima do previsto sejam repassados para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica quando de seus reajustes tarifários, tal situação poderá gerar descasamento dos fluxos de caixa, com efeito adverso nos negócios, nos resultados operacionais ou nas condições financeiras da CEMIG.

Nos últimos anos, o Governo Federal e a ANEEL têm criado mecanismos para reduzir o descasamento de fluxo de caixa das distribuidoras decorrentes do aumento dos preços de compra de energia.

Em 2013 foram usados recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para reduzir esse efeito; e em 2014 foram realizados uma série de empréstimos bancários, em nome da CCEE, cujos recursos foram repassados às distribuidoras por meio da chamada Conta ACR. A partir de 2015, esses custos passaram a ser incorporados às tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores. Em 2015, houve, ainda, uma revisão extraordinária das tarifas para compensar o aumento dos custos com a CDE e com a compra da energia de Itaipu, dentre outros. Por fim, a partir de janeiro de 2015, foi implantado em definitivo o sistema de Bandeiras Tarifárias. Esse sistema aumenta a tarifa do consumidor final, quando o sistema gerador passar por condições hidrológicas adversas transferindo mais rapidamente parte dos custos a esses consumidores. Ao longo de todo o ano de 2015 vigorou a Bandeira Vermelha, cujo valor é maior, sinalizando custos de aquisição de energia mais elevados para as distribuidoras, e consequentemente para seus consumidores. Mesmo com esse mecanismo em vigor existe o risco de o aumento dos preços de compra de energia ser tão elevado que o caixa da Companhia fique pressionado até o próximo reajuste tarifário. A recuperação dos custos mais elevados de compra de energia via repasse às tarifas se dá de forma gradual, ao longo dos doze meses entre reajustes.

Adicionalmente, o Governo Federal assumiu também, a partir do ano de 2014, um outro grupo de repasses com os recursos da CDE. Estes repasses referem-se aos subsídios a certos tipos de consumidores (usuários de irrigação, companhias de água e saneamento, consumidores rurais, entre outros) que foram retirados do reajuste tarifário na implantação da Lei 12.783/2013. Estes recursos foram concedidos pelo Governo, entre outras fontes, e pagos através da Eletrobrás. Salienta-se que um eventual atraso nestes repasses poderão ocasionar problemas de descasamento no fluxo de caixa da CEMIG D.

A atual desaceleração econômica no Brasil contribuiu para vários fatores que resultaram no aumento das tarifas cobradas dos consumidores regulamentados e, por sua vez, a migração de clientes para o mercado livre. Isso poderá levar a uma diminuição da receita e possível exposição financeira com sobrecontratação de energia caso a sobra seja superior a 5% da demanda. Para mitigar esses efeitos, as distribuidoras podem ceder contratos de compra de energia existente através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits ("MCSD") para distribuidoras que apresentem déficit e geradoras com atraso em suas operações iniciais. Caso, após o processamento desse mecanismo, as distribuidoras permaneçam com sobra superior a 5% do consumo verificado, esse montante deverá ser liquidado (vendido) no Mercado de Curto Prazo ("MCP"), o que poderá acarretar um prejuízo para a distribuidora caso o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) vigente no MCP seja inferior ao custo dos contratos de compra. Essa perda não será repassada para a tarifa dos consumidores, sendo risco do acionista. Tais perdas podem ter um efeito adverso significativo em nossos negócios e resultados operacionais.

Em 2016 foi criada a MCSD de Energia Nova, que permite a cessação de novos contratos de energia entre distribuidores para compensar os excedentes e déficits. Se há mais excedente do que déficit, o mecanismo também permite que os geradores ofereçam a redução dos contratos aos distribuidores para compensar o excedente. A redução é então afetada em ordem decrescente de preço e não há compensação financeira para a redução. Além da MCSD de Energia Nova, foi publicada a Resolução nº 711/2016, que permite a negociação bilateral de contratos entre geradores e distribuidores, permitindo a redução parcial ou total dos Contratos de Venda de Energia Elétrica no Mercado Regulamentado (CCEARs). Este mecanismo prevê uma compensação financeira para as partes interessadas se o contrato reduzido tiver um preço acima do PMIX (preço médio da carteira do distribuidor). Tal compensação à parte interessada é limitada a um período de 36 meses. Se o contrato tiver um preço inferior ao PMIX, o prejuízo deve ser reembolsado ao consumidor pela parte interessada.

Outra tendência a ser observada é o aumento do volume de geração distribuída, principalmente solar, na área atendida pela CEMIG D. Os valores envolvidos ainda não são significativos para o mercado da CEMIG D, mas estão sendo monitorados e,

no futuro, podem causar um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

A matriz brasileira de produção de energia elétrica é altamente dependente de usinas hidrelétricas, que por sua vez dependem das condições climáticas para produzir energia. Condições hidrológicas desfavoráveis que resultem em uma redução da geração de energia hidrelétrica podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

A geração de energia hidrelétrica é predominante no Brasil. As vantagens da energia hidrelétrica também são bastante divulgadas: é um recurso renovável e evita gastos substanciais com combustíveis nas usinas termelétricas. Por outro lado, a principal dificuldade no uso deste recurso provém da variabilidade das afluências às usinas. Há variações substanciais nas vazões mensais (sazonalidade) e no total afluente ao longo do ano, que depende fundamentalmente da quantidade de precipitação ocorrida durante cada estação chuvosa. Condições hidrológicas adversas no sudeste brasileiro ocasionaram seca e escassez hídrica nos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro. Estas condições podem se agravar durante o período seco, compreendido entre os meses de abril e setembro. Isso poderá causar o racionamento do consumo de água e/ou eletricidade, o que poderá ter um efeito adverso significativo nos negócios e nos resultados das operações da Companhia.

Para contornar essa dificuldade, o sistema brasileiro possui um parque térmico complementar e um crescente portfólio de usinas eólicas. Possui também reservatórios de acumulação com o objetivo de transferir água do período úmido para o período seco, e de um ano para outro. No entanto, estes mecanismos não são capazes de absorver todas as consequências adversas de uma escassez hídrica prolongada, como a que se observou no passado recente.

A operação do sistema elétrico brasileiro é coordenada pelo ONS. Sua principal função é operar de forma ótima os recursos disponíveis, minimizando o custo de operação e os riscos de falta de energia. No caso de períodos hidrológicos desfavoráveis, o ONS poderá reduzir a geração das usinas hidrelétricas e aumentar a geração termelétrica, o que acaba trazendo maior custo de energia para os agentes geradores hidrelétricos, a exemplo do que ocorreu em 2014. Nas companhias distribuidoras, este aumento de custos gera aumento no preço da compra da energia que nem sempre é repassado ao consumidor no mesmo momento, gerando descasamento dos fluxos de caixa, com efeito adverso nos negócios, e condições financeiras a essas companhias de distribuição. Além disso, em casos extremos de escassez de energia devido a situações hidrológicas adversas, o sistema poderá passar por racionamento, o que poderá resultar principalmente em diminuição do fluxo de caixa.

O Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") tem como objetivo mitigar o impacto da variabilidade de geração das usinas hidrelétricas. Esse mecanismo compartilha a geração de todas as usinas hidráulicas do sistema de forma a compensar a falta de geração de uma usina com a sobra de outra usina, desta forma completando a geração necessária de todas as usinas do MRE. No entanto, este mecanismo não é capaz de mitigar todo o risco dos agentes geradores, pois quando há um cenário hidrológico extremamente desfavorável, e o conjunto das usinas não consegue atingir a soma de suas Garantias Físicas, esse mecanismo faz então um ajuste na Garantia Física de cada usina por meio do Fator de Ajuste da Garantia Física – GSF, levando os geradores a uma exposição no mercado de curto prazo.

Para poder utilizar o referido mecanismo, as companhias tiveram que renunciar a todas as reivindicações protocoladas e todas as liminares obtidas, bem como renunciar a quaisquer outros direitos que venham a ter em relação a tais ações.

Já no ambiente livre, a sistemática não se mostrou favorável à aceitação, visto que mesmo com o pagamento do prêmio, as nossas empresas deveriam continuar assumindo o risco hidrológico nos momentos de hidrologia crítica. Assim, não houve repactuação do risco hidrológico por nenhuma usina que venda energia no mercado livre.

Os agentes que não aderiram à repactuação, permaneceram com liminares impedindo a cobrança total do risco hidrológico. Essas liminares estão causando um déficit de aproximadamente R$1,6 bilhão no mercado de curto prazo. Essa posição eleva a inadimplência apurada pela CCEE, reduzindo assim o recebimento dos agentes credores no mercado de curto prazo. Para evitar esse efeito, alguns agentes credores buscaram outras liminares para ter direito a recebimento prioritário. Esse efeito leva a incerteza no mercado, redução da liquidez, aumento da inadimplência e redução no recebimento no mercado de curto prazo, apresentando um risco à empresa.

Qualquer variação sazonal substancial nos fluxos mensais e no total de fluxos ao longo do ano pode limitar a geração hidrelétrica, tornando necessária a utilização de sistemas alternativos de geração que possam ter um efeito adverso significativo sobre os custos para a Companhia, incluindo honorários e despesas judiciais relacionadas ao assunto.

As regras para a comercialização de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia.

De acordo com as leis aplicáveis, nossas empresas de geração não estão autorizadas a vender eletricidade diretamente às empresas de distribuição. Dessa forma, a energia gerada por nossas empresas é vendida no Ambiente de Contratação Regulado – ACR (também conhecido como "Mercado Regulado" ou "*Pool*") através de leilões públicos realizados pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre – ACL (também conhecido como "Mercado Livre") através de negociações bilaterais com os consumidores e comercializadores. A legislação aplicável permite que os distribuidores que assinam contratos de "energia existente" com empresas de geração no Mercado Regulado reduzam a quantidade de eletricidade contratada em até 4% ao ano, em relação ao valor do contrato original, por todo o período do contrato. Isso expõe nossas empresas de geração ao risco de não vender o fornecimento descontratado a preços adequados.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no Mercado Livre, por meio de nossas empresas de geração e comercialização de energia. Os contratos firmados no Mercado Livre podem ser celebrados com outras entidades de geração, de comercialização e principalmente com os 'consumidores livres'. Os consumidores livres são aqueles com demanda igual ou superior a 3MW: eles podem escolher seu fornecedor de energia. Alguns contratos apresentam flexibilidade no montante vendido, possibilitando ao consumidor consumir um maior ou menor volume de energia (5% em média) de nossas geradoras em relação ao originalmente contratado, o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Outros contratos não permitem este tipo de flexibilidade na compra de energia, mas o aumento da concorrência no Mercado Livre pode influenciar a ocorrência desse tipo de condição contratual nas negociações de venda de energia.

Além dos consumidores livres mencionados acima, há uma classe de clientes denominada "Consumidores Especiais", que são aqueles com demanda contratada entre 500kW e 3MW. Os Consumidores Especiais são elegíveis para aderirem ao Mercado Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, usinas de biomassa e parques eólicos. A Companhia realizou transações de vendas desta categoria de energia elétrica a partir de recursos específicos de energia elétrica em determinadas empresas do Grupo CEMIG e, desde 2009, o volume dessas

vendas tem aumentado gradualmente. A Companhia formou uma carteira de contratos de compra que agora ocupa um importante espaço no mercado brasileiro de eletricidade para fontes de energia alternativas de incentivo. Os contratos de venda a esse tipo de cliente possuem flexibilidades específicas para atendimento de suas necessidades, e essas flexibilidades de menor ou maior consumo estão vinculadas ao comportamento histórico dessas cargas. Níveis mais altos ou mais baixos de consumo desses clientes podem causar exposições de compra ou de venda nos preços de curto prazo o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Variações de mercado, como variações dos preços para celebração de novos contratos e dos volumes consumidos por nossos clientes de acordo com flexibilidades já contratadas, podem gerar posições de curto prazo com o potencial de impacto financeiro negativo em nossos resultados.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE visa reduzir a exposição dos geradores hidráulicos, como nossas empresas de geração, às incertezas da hidrologia. Ele funciona como um pool de geradores, nas quais a geração de todas as usinas participantes do MRE é compartilhada de forma a atender ao requisito do pool. Quando a totalidade das usinas gera abaixo do valor requisitado, o mecanismo reduz a energia disponível das usinas causando uma exposição negativa no mercado de curto prazo e, por consequência, a necessidade de compra de energia ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. De forma análoga, quando a totalidade das usinas gera acima do valor requisitado, o mecanismo aumenta a energia disponível das usinas levando a uma exposição positiva, o que permite a liquidação de energia ao PLD. Em anos de hidrologia muito crítica o fator de redução da energia disponível pode reduzir em 20% ou mais a energia disponível das usinas hidroelétricas.

Em 2015, o governo federal propôs a repactuação do risco hidrológico através de um processo voluntário. Este processo permitiu à companhia de geração repassar aos consumidores os seus custos e receitas relacionados com o risco hidrológico em troca do pagamento de um ‘prêmio de risco’, a ser depositado na chamada “Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias” (as sobretaxas da banda tarifária são depositadas nessa conta e as transferências para as concessionárias de distribuição são efetuadas a partir desta conta também) e ser indenizada pelas perdas sofridas em 2015, por meio de, entre outras medidas, uma prorrogação das suas concessões de geração de energia (concessões ou permissões, conforme seja o caso) por até 15 anos. Em outras palavras, as usinas hidrelétricas recuperam os custos incorridos com déficits de GSF retroativamente até janeiro de 2015, e tal recuperação deve formar um "ativo regulatório" a ser amortizado ao longo do prazo da concessão com um adiamento do prêmio de risco. Se o período de concessão/autorização remanescente for insuficiente (ou seja, não há tempo suficiente para amortizar o ativo regulatório), então o gerador tem uma prorrogação da concessão/permissão (limitada a 15 anos).

Já no Mercado Livre, a sistemática não se mostrou favorável à aceitação, visto que mesmo com o pagamento do prêmio, as nossas empresas deveriam continuar assumindo o risco hidrológico nos momentos de hidrologia crítica. Nesse mercado, a sistemática previa a contratação de energia de reserva, que apresenta preços muito elevados, para a mitigação do risco hidrológico.

A falta de liquidez ou a volatilidade dos preços futuros devido a condições e/ou percepções de mercado podem afetar adversamente os resultados das nossas operações. Adicionalmente, caso não consigamos vender todos os nossos recursos (capacidade de geração própria adicionada aos contratos de compra) nos leilões públicos regulados ou no Mercado Livre, a capacidade não vendida será liquidada na CCEE ao PLD, que tende a ser muito volátil. Se isso ocorrer em períodos de baixo PLD, nossas receitas e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados.

A determinação do PLD é feita através dos resultados dos modelos de otimização da operação do sistema interligado utilizados pelo ONS e pela CCEE. Os modelos dependem de dados de entrada revisados pelo ONS com periodicidade quadrimestral, mensal e semanal. Nessa sistemática podem ocorrer erros de entrada de dados ou no modelo, o que pode levar a uma alteração não esperada do PLD e possíveis republicações posteriores do PLD, conforme resolução ANEEL 568/2013. Há um risco para o negócio comercial quando da alteração desses modelos, erros da entrada de dados e republicações do PLD, que causam incerteza no mercado, reduzindo a liquidez, e perdas financeiras com a variação inesperada do preço.

As investigações anticorrupção em andamento atualmente no Brasil, que têm grande exposição pública, podem ter efeitos adversos sobre a percepção do país, sobre outras empresas do Grupo CEMIG e sobre nós.

A percepção dos investidores acerca do Brasil vem sendo afetada por investigações de corrupção pública em grandes companhias brasileiras, e por eventos políticos que podem representar riscos potenciais para as perspectivas sociais e econômicas do Brasil.

Entre as companhias brasileiras envolvidas nas referidas investigações, estão incluídas companhias dos setores de petróleo e gás, energia e infraestrutura, que estão sendo submetidas a investigações para apuração de denúncias de corrupção promovidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), Polícia Federal, Ministério Público, Tribunal de Contas da União, *Securities and Exchange Commission* ("SEC") e *Departament of Justice* ("DOJ") dos Estados Unidos. Algumas questões levantadas incluem a Norte Energia S.A., detentora da concessão para construção e operação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, Estado do Pará, na qual a CEMIG Holding é acionista minoritária através da Aliança Norte Energia Participações S.A. e da Amazônia Energia S.A. com uma participação de 12,50%. Veja o "Item 4. Informações sobre a Companhia – Investimento na usina de Belo Monte através da Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte". Em uma investigação interna em andamento pela Norte Energia S.A., o valor estimado de perdas já foi provisionado em nossas demonstrações financeiras. No entanto, não podemos garantir que não será necessário o provisionamento de novos valores em função de novas investigações baseadas nas mesmas denúncias. Não fomos notificados e não estamos cientes de qualquer investigação em curso pela SEC ou o DOJ nos envolvendo. Além disso, não podemos assegurar que a CEMIG Holding ou empresas do grupo não se tornarão alvo de ações judiciais, criminais ou civis, com base nessas ou novas investigações anticorrupção, quer no âmbito da pertinente jurisdição dos Estados Unidos ou do Brasil, vindo à luz quaisquer atos ilegais adicionais.

Ações anticorrupção futuras que eventualmente verificarem falhas de conduta dos administradores da Companhia e de terceiros poderão resultar em multas, penalidades e lançamentos em prejuízo significativos, e também danos imateriais, como à reputação, e outros efeitos negativos relevantes não previstos.

Podemos estar expostos a comportamentos incompatíveis com nossos padrões de ética e conformidade, e podemos não ser capazes de preveni-los, detectá-los ou remediá-los a tempo, o que pode causar efeitos adversos relevantes em nossos negócios, resultados operacionais, condição financeira e reputação.

Nossos negócios, incluindo nossos relacionamentos com terceiros, são orientados por princípios éticos e regras de conduta. Dispomos de diversas normas internas com o objetivo de orientar nossos gestores, empregados e contratados, e de reforçar nossos princípios éticos e regras de conduta profissional. Devido à ampla distribuição e terceirização das cadeias de produção de nossos fornecedores, não somos capazes de controlar todas as suas possíveis irregularidades. Isso significa que não podemos garantir que as avaliações financeiras, técnicas, comerciais e legais que usamos em nossos processos de seleção

sejam suficientes para evitar que nossos fornecedores tenham problemas relacionados à legislação trabalhista, à sustentabilidade ou à terceirização da cadeia produtiva com condições de segurança inadequadas. Também não podemos garantir que esses fornecedores, ou terceiros relacionados a eles, não se envolverão em práticas irregulares para reduzir o custo de seus produtos. Se um número significativo de nossos fornecedores se envolverem em práticas irregulares, poderemos ser adversamente afetados.

Além disso, estamos sujeitos ao risco de que nossos empregados, contratados ou qualquer pessoa que venham a fazer negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, de corrupção e suborno, burlando nossos controles internos e procedimentos, se apropriando indevidamente ou se utilizando de nossos ativos para benefícios particulares em detrimento dos interesses da Companhia. Esse risco é agravado pelo fato de que fazem parte do nosso portfólio companhias coligadas, tais como Sociedades de Propósito Específicos ("SPEs") e *Joint Ventures*, algumas das quais nós não detemos o controle na participação.

Nossos sistemas podem não ser efetivos em todas as circunstâncias, especialmente junto às empresas que não estão sob nosso controle. Com relação às empresas adquiridas, nossos sistemas podem não ser capazes, ainda, de identificar fraude, corrupção ou suborno realizados anteriormente à aquisição. Qualquer falha em nossa capacidade de prevenir ou detectar o não cumprimento das regras de governança aplicáveis ou de obrigações regulatórias pode causar danos a nossa reputação, limitar a nossa capacidade de obter financiamento ou causar outros efeitos adversos relevantes nos resultados de nossas operações e condição financeira.

Alguns membros de nossa administração são parte em processos administrativos e judiciais e investigações em andamento relacionadas a atividades fora do escopo de nossas operações.

As autoridades brasileiras têm conduzido investigações abrangentes em diversas áreas governamentais, incluindo parcerias e participações acionárias por entidades governamentais brasileiras no setor privado. Essas investigações, por vezes, resultam em processos administrativos, civis e penais contra as pessoas que estão sendo investigadas.

Membros de nossa administração que trabalharam para o governo brasileiro e o governo do Estado de Minas Gerais são partes em processos judiciais e administrativos ou estão sujeitos a investigações conduzidas pelas autoridades competentes. O Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva, presidente do nosso Conselho de Administração, é réu em ações judiciais relacionadas a práticas ilegais que supostamente ocorreram quando ele foi diretor presidente do BEMGE - Banco do Estado de Minas Gerais. O Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva também é réu em uma Ação Civil Pública envolvendo improbidade administrativa. Para mais informações, veja o "Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados – Procedimentos Criminais Envolvendo Membros do Nosso Conselho de Administração".

O Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira, Secretário de Estado de Minas Gerais e membro do nosso Conselho de Administração, foi submetido a ordens de busca e apreensão e condução coercitiva pela Polícia Federal em decorrência da Operação Acrônimo, que investiga um esquema de lavagem de dinheiro envolvendo o financiamento de campanhas políticas por empresas brasileiras, incluindo aqueles que receberam empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira também é réu em um processo penal envolvendo violação da Lei de Licitações. Esse pedido foi indeferido em 20 de abril de 2017. No entanto, ainda está sujeito a recurso. Para mais informações, veja o "Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados – Procedimentos Criminais Envolvendo Membros do Nosso Conselho de Administração".

Não podemos garantir que os procedimentos judiciais e administrativos, novos desdobramentos da Operação Acrônimo ou mesmo o início de novos processos judiciais e administrativos ou investigações contra membros de nossa administração não imponham limitações ou restrições ao desempenho dos membros da nossa administração que são parte nestes processos. Além disso, não podemos garantir que essas limitações não nos afetarão adversamente e a nossa reputação.

Os múltiplos usos da água e os diversos interesses relacionados a este recurso natural poderão motivar conflitos de interesse entre a CEMIG e a sociedade como um todo, o que pode ocasionar prejuízos aos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O parque gerador da CEMIG é predominantemente composto por usinas hidrelétricas. Nos últimos 15 anos, foram acrescentados 50 empreendimentos, somando cerca de 1.900 MW. Atualmente, levando-se em conta também os empreendimentos em participações e sociedades, ao todo, 85 usinas com 7.989 MW correspondem a 96% de nossa capacidade instalada e mais de 3.500 km² de reservatórios administrados. A água é a principal matéria-prima para a produção de eletricidade da CEMIG e é um recurso sensível às variações climáticas, vulnerável às consequências da exploração de outros recursos naturais, impactado significativamente por ações antrópicas e sujeito a um ambiente regulatório.

A operação de reservatórios para a geração de energia hidrelétrica realizada pela CEMIG implica, essencialmente, a consideração dos usos múltiplos da água por outros usuários da bacia hidrográfica, o que, por sua vez, leva à necessidade de considerar uma série de restrições de caráter ambiental, de segurança, sistemas de irrigação, abastecimento humano, hidrovias, pontes, entre outras. Em períodos de estiagem severa, como os vividos nos anos de 2013 a 2015, o monitoramento e a previsão dos níveis dos reservatórios e o constante diálogo com o poder público, sociedade civil e usuários foram primordiais para a garantia de geração de energia, como também para os demais usos desse recurso.

Por fim, a CEMIG utiliza um Sistema de Gestão de Riscos para analisar cenários e determinar o grau de exposição financeira aos riscos, considerando a probabilidade de ocorrência e seu impacto. Nos cenários relacionados a potenciais conflitos com outros usuários, a Companhia avalia tanto os impactos decorrentes de secas prolongadas, que podem levar a um aumento da concorrência entre o setor de energia e outros usuários, quanto os decorrentes dos eventos de inundações devido ao excesso de chuvas. Enquanto a CEMIG envolve outros usuários essenciais, toma medidas para analisar a contribuição e estudos da comunidade sobre questões relacionadas ao impacto do uso da água, interesses conflitantes no que dizem respeito à utilização de água poderão afetar, sob reserva de certos limites mínimos anteriormente estabelecidos por lei, sua disponibilidade para uso em operações de alguns de nossos projetos, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

Somos controlados pelo Governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses diferentes dos interesses dos demais investidores, ou mesmo da Companhia.

Na qualidade de acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a orientação estratégica dos nossos negócios. Atualmente, ele detém 51% das ações ordinárias da CEMIG Holding que na qualidade de Acionista Único da Companhia, detém plenos poderes para decidir sobre todos os negócios relativos ao objeto social da Companhia e adotar as resoluções que julgar necessárias à defesa dos seus interesses e ao seu desenvolvimento.

O governo do Estado de Minas Gerais pode eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e tem a competência para aprovar, entre outros assuntos, a aprovação de aspectos que requeiram um "quorum" qualificado de

acionistas, o que inclui transações com partes relacionadas, reorganizações societárias e época de pagamento de quaisquer dividendos.

O governo do Estado de Minas Gerais, na sua qualidade de acionista controlador, tem capacidade para nos direcionar em atividades e efetuar investimentos destinados à promoção de seus próprios objetivos econômicos ou sociais, os quais poderão não estar estritamente alinhados à estratégia da Companhia, afetando adversamente a direção de nossos negócios.

Nossos processos de Governança, Gestão de Riscos, Compliance e Controles Internos podem falhar em evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação, ou outros efeitos adversos aos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Nós estamos sujeitos a diferentes estruturas regulatórias, tais como: (i) leis e regulamentos do setor elétrico brasileiro, como a Lei nº 10.848/04 (Comercialização de Energia), regulamentos da ANEEL; (ii) leis e regulamentos que se aplicam a empresas de capital aberto com títulos negociados no mercado de capitais brasileiro, como a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações"), regulações da CVM; (iii) leis e regulamentos que se aplicam às empresas brasileiras de capital público majoritário, como a Lei de Licitações; (iv) leis e regulamentos que se aplicam às empresas brasileiras controladas pelo Estado, como a Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais) e (v) leis e regulamentos aplicáveis às empresas brasileiras que têm títulos negociados no mercado de capitais americano, como a Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 – SOX, o *Foreing Corrupt Practices Act* – FCPA, e regulamentos da SEC, entre outros.

Devido à participação majoritária do Governo Estadual em nossa estrutura acionária, somos obrigados a contratar a maior parte de nossas obras, serviços, inclusive de publicidade, compras, alienações e locações por meio de licitações e contratos administrativos, normatizados pela Lei de Licitações e outras complementares. Além disso, atuamos em um setor em que há uso frequente de propostas competitivas e contratos administrativos de alto valor com um grande número de fornecedores e clientes. Isso nos expõe aos riscos de fraude e impropriedade administrativas inerentes a essas formas de contratação.

O Brasil vem nos últimos anos intensificando e aprimorando sua legislação e estruturas referentes à defesa da concorrência, ao combate à improbidade e ao combate às práticas de corrupção. A Lei nº 12.846/13 (Lei Anticorrupção) estabeleceu responsabilidades objetivas às empresas brasileiras que venham a cometer atos contra a administração pública nacional ou estrangeira, entre os quais estão inclusos aqueles relacionados a processos de licitação e contratos administrativos, e determinou rígidas penas às sociedades que descumprirem com a lei.

Nossa Companhia tem estruturas e políticas de prevenção e combate à fraude e corrupção, auditoria e controles internos, além de adotar as recomendações de Melhores Práticas de Governança Coorporativa, do Instituto Brasileiro de Governança Coorporativa – IBGC e do sistema COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). No entanto, nossos processos de Governança, Gestão de Riscos e *Compliance* podem não ser capazes de evitar futuras violações às leis e regulações a que estamos sujeitos, aos nossos mecanismos de controles internos, a nossa Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional, ou ocorrências de comportamentos fraudulentos e desonestidade por parte de nossos funcionários, pessoas físicas e jurídicas contratadas e outros agentes que possam representar a Companhia junto a terceiros, especialmente o Poder Público.

Podemos também não ser capazes de prevenir erros contábeis em nossos relatórios financeiros e impedir a ocorrência de falhas significativas no futuro.

Além disso, podemos ser incapazes de reportar os resultados de nossas operações e outras informações relevantes com precisão e pontualidade em períodos futuros e arquivar os documentos e informações exigidas pelas autoridades, incluindo a SEC e a CVM. O descumprimento de leis e regulamentos, além de outras normas, erros contábeis falhas significativas, e a não apresentação precisa e pontual de informações requeridas por autoridades públicas podem implicar em multas, perdas de licenças, danos à nossa reputação e prejuízos financeiros significativos.

Ataques cibernéticos ou violação da segurança de nossos dados que venham a ocasionar interrupção de nossas operações ou vazamento de informações confidenciais da Companhia, de nossos clientes, de terceiros ou partes interessadas podem causar perdas financeiras, exposições legais, danos à reputação e outras severas consequências negativas para a Companhia

Somos gestores e detentores de diversas propriedades intelectuais, informações confidenciais relacionadas aos nossos negócios e operações. Os sistemas de informação e de segurança que utilizamos para estes propósitos podem ser violados. Programadores de sistema experientes e hackers poderão acessar nossa rede de segurança e roubar nossas informações, paralisar nossas operações ou até causar apagões no sistema elétrico. Esses invasores também poderão desenvolver e inserir *softwares* prejudiciais ao nosso sistema, como vírus, *worms*, dentre outros, para explorar nossas vulnerabilidades tecnológicas, de segurança e nos atacar.

Além disso, os componentes físicos (*hardware*) e lógicos (*software*) que produzimos ou adquirimos de terceiros, poderão apresentar defeitos de fabricação, causar panes e comprometimento do funcionamento e operação de nossos outros sistemas.

Os custos que podemos ter para reparar os mencionados problemas de vulnerabilidades de segurança, seja antes ou depois de incidentes cibernéticos, poderão ser vultuosos. Nossas ações mitigatórias podem fracassar e também resultar em interrupções e atrasos de nossos serviços e, como consequência, a perda de atuais ou potenciais clientes.

Somado a isso, o vazamento de nossas informações confidenciais, de nossos clientes, de terceiros ou de partes interessadas, causada pela violação de nossos sistemas de segurança, poderão os expor a significativas perdas pelas quais poderemos nos tornar legalmente responsáveis e, assim, prejudicar os nossos negócios, nossa marca e nossa reputação. Também acreditamos que haja limitações nas capacidades de nossos parceiros terceirizados de gerir a segurança de seus dados e sistemas, e suas vulnerabilidades de segurança podem ter efeitos semelhantes sobre nós.

A escassez potencial de pessoal qualificado pode afetar adversamente nossos negócios e os resultados das operações

Podemos passar por potencial escassez de pessoal qualificado. Anunciamos recentemente um programa de incentivo à demissão voluntária aberto a todos os nossos funcionários e cerca de 12% do nosso quadro se inscreveu no programa. Dessa forma, precisaremos substituir em tempo hábil nossos profissionais qualificados essenciais, de forma a impedir que os resultados das nossas operações e dos nossos negócios sejam afetados adversamente. Nosso êxito depende, também, da nossa capacidade de continuar treinando com sucesso nosso pessoal, para que eles possam assumir posições seniores qualificadas no futuro. Não podemos assegurar que conseguiremos treinar, qualificar ou reter adequadamente o pessoal de gestão sênior, ou fazer isto sem custos ou atrasos. Nem podemos assegurar que conseguiremos contratar novos gestores seniores qualificados, no caso de haver a necessidade. Qualquer falha neste sentido poderá afetar negativamente os resultados das nossas operações e dos nossos negócios.

A instabilidade das taxas de inflação e de juros poderá afetar negativamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

O Brasil tem historicamente experimentado altas taxas de inflação, particularmente antes de 1995. A inflação, bem como os esforços do governo para combatê-la, tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira. Mais recentemente, as taxas de inflação foram de 6,29% em 2016, 10,67% em 2015, 6,41% em 2014, 5,91% em 2013 e 5,84% em 2012, conforme medido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA, compilado pelo IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística).

O governo brasileiro pode introduzir políticas para reduzir pressões inflacionárias, como manter uma política monetária restritiva com altas taxas de juros reais, o que poderia ter o efeito de reduzir o desempenho geral da economia brasileira. Algumas dessas políticas podem afetar nossa capacidade de acessar capital estrangeiro ou reduzir nossa capacidade de executar nossos futuros planos de negócios e gerenciamento.

Nós estamos expostos a perdas atreladas a flutuações nas taxas de juros e inflação nacionais, em função da existência de ativos e passivos indexados à variação das taxas SELIC, CDI e dos índices IPCA e IGP-M.

Um aumento significativo nas taxas de juros ou inflação teria um efeito adverso sobre nossas despesas financeiras e resultados financeiros como um todo. Por outro lado, uma redução representativa da CDI ou da inflação pode afetar negativamente a receita gerada dos nossos investimentos financeiros, mas também possui o efeito positivo de reavaliar as correções do saldo relativo aos ativos financeiros de nossa concessão.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

O fato de o investidor receber ou não dividendos depende de nossa situação financeira nos permitir ou não distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira, e da determinação, por parte de nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando discricionariamente, de suspender a distribuição de dividendos em razão de nossa situação financeira acima do valor da distribuição obrigatória exigida nos termos de nosso estatuto social, no caso das ações preferenciais.

Pelo fato de sermos uma companhia *holding* que não exerce operações geradoras de receita que não as de nossas subsidiárias operacionais, somente poderemos distribuir dividendos a acionistas se a Companhia receber dividendos ou outras distribuições em espécie de suas subsidiárias operacionais. Os dividendos que nossas subsidiárias podem distribuir dependem de nossas subsidiárias gerarem os lucros suficientes em determinado exercício social. Os dividendos poderão ser provenientes do resultado do exercício, lucros acumulados de exercícios anteriores ou de reservas de lucros. Os lucros e dividendos são calculados e pagos de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com as disposições constantes do Estatuto Social de cada uma de nossas subsidiárias reguladas.

Nos termos de nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas dividendos anuais obrigatórios equivalentes a, pelo menos, 50% de nosso lucro líquido do exercício social anterior, com base em nossas demonstrações financeiras (que são elaboradas em conformidade com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil), e tendo os detentores de ações preferenciais prioridade na distribuição do dividendo mínimo obrigatório para o período em questão. O nosso Estatuto Social também dispõe que o dividendo anual mínimo e obrigatório que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais

deve ser equivalente a, pelo menos, (a) 10% do valor nominal de nossas ações ou (b) 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às mesmas, o que for maior. Caso não apresentemos lucro líquido ou nosso lucro líquido seja insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à Assembleia Geral Ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seja efetuado. Entretanto, nos termos da garantia dada pelo Governo do Estado de Minas Gerais, nosso acionista controlador, será devido dividendo mínimo anual de 6% a todos os detentores de ações ordinárias e ações preferenciais emitidas até 5 de agosto de 2004, exceto aos detentores públicos e governamentais, caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em determinado exercício social.

A ANEEL possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as empresas de distribuição de energia elétrica cobram de seus consumidores. Tais tarifas são definidas de forma a preservar o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que permite 3 tipos de reajustes de tarifas: (i) o reajuste anual; (ii) a revisão periódica; e (iii) a revisão extraordinária. O reajuste anual se destina a compensar as alterações nos custos que estejam fora da gestão da Companhia, como o custo da energia elétrica para atendimento aos consumidores, encargos setoriais definidos pelo Governo Federal e encargos de transporte em função do uso das instalações de transmissão e distribuição de outras empresas. Os custos gerenciáveis, por outro lado, são corrigidos pelo IGPM, menos um fator de produtividade e eficiência, conhecido como Fator X, que considera aspectos como produtividade da distribuição e padrões de qualidade de serviço. De 5 em 5 anos acontece a Revisão Periódica Tarifária, ou RTP, cuja finalidade é de: identificar as mesmas variações nos custos citados acima; fornecer um retorno adequado sobre ativos que a empresa construiu neste período; e estabelecer um fator com base em economias de escala, que serão considerados nos reajustes de tarifa anuais subsequentes. A revisão extraordinária das tarifas ocorre no caso de eventos imprevisíveis que alterem significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Portanto, apesar dos contratos de concessão da CEMIG D preverem a preservação de seu equilíbrio econômico e financeiro, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que nos remunerem adequadamente com relação aos investimentos realizados ou aos custos operacionais incorridos em virtude da concessão, o que pode ter um efeito adverso significativo nos nossos negócios, condições financeiras e resultados operacionais.

A ANEEL possui discricionariedade para estabelecer as receitas anuais permitidas para nossas empresas de transmissão, e reajustes que resultem em redução dessas Receitas Anuais Permitidas (RAP) podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

As RAPs que recebemos por nossas empresas de transmissão são determinadas pela ANEEL, levando em conta os termos dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL, em nome do Governo Federal. Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: (i) os reajustes tarifários anuais; e (ii) a revisão tarifária periódica (RTP). O reajuste tarifário anual de nossas receitas de transmissão ocorre anualmente em junho e entra em vigor em julho do mesmo ano. Os reajustes tarifários anuais consideram as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação, e as receitas do período anterior são corrigidas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA para Contrato No. 006/1997 e IGP-M para Contrato No. 079/2000). A revisão tarifária periódica acontecia a cada quatro anos, mas a Lei nº 12.783/13 alterou o período de revisão tarifária para cinco anos. Nossa última revisão tarifária periódica foi em julho de 2009, próxima estimada para 2018 considerando Revisão Extraordinária ocorrida em 2013 com a edição da Lei nº 12.783/13. Durante a revisão tarifária periódica, os investimentos feitos pela concessionária no período e os custos operacionais da concessão são analisados pela ANEEL, levando em conta apenas o investimento que ela considera prudente e os custos operacionais que ela

avalia como tendo sido eficientes por meio de uma metodologia de *benchmarking* desenvolvida pela utilização de um modelo de eficiência com base na comparação de dados entre as várias empresas de transmissão no Brasil. Portanto, o mecanismo de revisão tarifária está sujeito, em certa medida, ao poder discricionário da ANEEL, uma vez que pode deixar de incluir os investimentos feitos e pode reconhecer os custos operacionais como inferiores aos efetivamente incorridos. Isso pode resultar em um efeito adverso significante em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

As concessões de parte de nossas linhas de transmissão foram estendidas por mais 30 anos, nos termos da Lei n° 12.783/13, o que resultou no ajuste na RAP destas concessões, reduzindo a receita que receberemos das mesmas. O Governo Federal compensou a Companhia pela redução da parcela de remuneração e depreciação da RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes do ano 2000 ainda não foram compensados. De acordo com Lei n° 12.783/13, será recebida a compensação pela redução na RAP dos ativos em operação antes do ano 2000 no prazo de 30 anos, corrigida pelo IPCA. Em 20 de abril de 2016, foi emitida a Portaria nº 120, pelo Ministério de Minas e Energia, em que é determinado que os valores promulgados pela ANEEL relativos aos ativos previstos no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/13, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica e que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas. Tendo isso em vista, foi aberta Audiência Pública nº 068/2016 com o objetivo de estabelecer os procedimentos para a inclusão dessa RAP à Receita das Transmissoras.

A revisão extraordinária das tarifas ocorre no caso de eventos imprevisíveis que alterem significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Portanto, apesar de nossos contratos de concessão preverem a preservação de seu equilíbrio econômico e financeiro, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que nos compensem adequadamente com relação aos investimentos realizados ou aos custos operacionais incorridos em virtude da concessão, que podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos causados a terceiros decorrentes da prestação inadequada de serviços elétricos.

Nos termos da legislação brasileira, somos objetivamente responsáveis pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ademais, os danos causados a consumidores finais em decorrência de interrupções ou distúrbios do sistema de geração, transmissão ou distribuição, nos casos em que essas interrupções ou distúrbios não são atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema ("ONS"), são compartilhados entre companhias de geração, transmissão e distribuição. Até que um responsável final seja definido, a responsabilidade por tais danos será compartilhada na proporção de 35,7% para os agentes de distribuição, 28,6% para os agentes de transmissão e 35,7% para os agentes de geração. Essas proporções são determinadas pelo número de votos que cada classe de concessionárias de energia tem direito nas assembleias gerais do ONS e, portanto, podem ser alteradas no futuro. Dessa forma, nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira podem ser afetados adversamente no caso de sermos considerados responsáveis por quaisquer desses danos.

Podemos incorrer em prejuízos e danos à reputação relativos a processos judiciais pendentes.

Somos réus em diversos processos judiciais e administrativos de naturezas cível, administrativa, ambiental, tributária, trabalhista, regulatória, dentre outros. Essas reivindicações envolvem uma ampla gama de questões e buscam indenizações e restituições em dinheiro e por desempenho específico. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a nossa Companhia. Veja o "Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais

e Administrativos". Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem uma provisão para contingências no montante de R$ 815 milhões, em 31 de dezembro de 2016, para ações cuja expectativa de perda foi considerada mais provável que improvável.

Pode haver um efeito adverso significativo sobre nós caso haja uma ou mais decisões desfavoráveis em qualquer processo legal ou administrativo contra nós. Além de fazer provisões e os custos associados com honorários advocatícios, podemos ser obrigados pelo tribunal a fornecer garantias para o processo, o que poderá afetar adversamente a nossa condição financeira. Na hipótese de nossas provisões legais serem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores provisionados poderá causar um efeito adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

Além disso, alguns membros de nossa administração estão envolvidos como réus em processos criminais que estão atualmente pendentes, o que pode requerer esforços da nossa administração e nos afetar negativamente e a nossa reputação. Veja o "Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados – Procedimentos Criminais Envolvendo Membros do Nosso Conselho de Administração".

Regulamentações ambientais exigem que realizemos estudos de impacto ambiental dos futuros projetos e que obtenhamos autorizações, em conformidade com a regulamentação.

Precisamos realizar estudos de impacto ambiental e obter as autorizações e licenças regulatórias e ambientais para nossos projetos atuais e futuros. Não podemos assegurar que tais estudos de impacto ambiental serão aprovados pelas autoridades ambientais; que as licenças ambientais serão emitidas; que a oposição do público não resultará em atrasos ou modificações em qualquer projeto proposto; ou que a legislação ou regulamentações não alterarão ou serão interpretadas de forma a poderem ter impactos adversos significativos sobre as nossas operações ou planos, no que se refere a projetos nos quais temos investimentos. Acreditamos que a preocupação com a proteção ambiental seja também uma tendência crescente no nosso setor. Embora consideremos a proteção ambiental quando desenvolvemos nossa estratégia de negócios, mudanças na regulamentação ambiental, ou alterações na política de implementação da regulamentação ambiental existente atualmente, poderão ter efeitos adversos significativos sobre os resultados operacionais e nossa condição financeira, em função de atrasos na implementação de projetos de eletricidade, elevando nossos custos de expansão.

Além disto, a implementação de investimentos no segmento de transmissão vem sofrendo atrasos devido à dificuldade de obter as autorizações e aprovações regulatórias e ambientais necessárias. Isto levou a atrasos nos investimentos em geração, devido à ausência de linhas de transmissão para canalizar a produção da energia gerada. Se quaisquer desses ou outros riscos imprevistos se concretizar, há a possibilidade de não termos condições de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica nas quantidades consistentes com nossas projeções, o que pode gerar um efeito adverso relevante sobre nossas condições financeiras e sobre os resultados operacionais.

Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.

Exceto para o ramo aeronáutico, não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. Não solicitamos proposta, tampouco contratamos, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações. A ocorrência de eventos dessa natureza poderá nos gerar custos adicionais inesperados, resultando em efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O seguro contratado por nós pode ser insuficiente para ressarcir eventuais danos.

Nossos negócios são normalmente submetidos a diversos riscos, incluindo os de acidentes industriais, disputas trabalhistas, condições geológicas inesperadas, mudanças no ambiente regulatório, riscos ambientais, climáticos e outros fenômenos naturais. Além disso, nossas subsidiárias e nós podemos ser considerados responsáveis por perdas e danos causados a terceiros resultantes de falhas ao prover serviços de geração, transmissão e distribuição.

Mantemos seguro apenas contra incêndio, aeronáutico e riscos operacionais, além daqueles compulsórios por determinação legal, como Seguro de Transporte de bens pertencentes a pessoas jurídicas.

Não podemos garantir que os seguros contratados são suficientes para cobrir integralmente quaisquer responsabilidades incorridas de fato no curso dos nossos negócios ou que esses seguros continuarão disponíveis no futuro. A ocorrência de sinistros que ultrapassem o valor segurado ou que não sejam cobertos pelos seguros contratados poderá nos gerar custos adicionais inesperados e significativos, que poderão resultar em efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira. Além disso, não podemos garantir que seremos capazes de manter nossa cobertura de seguros a preços comerciais favoráveis ou aceitáveis no futuro.

Greves, paralisações ou outras formas de manifestações trabalhistas, por parte de nossos funcionários ou por parte de funcionários de nossos fornecedores ou empresas contratadas, podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e de nossos negócios.

Todos os nossos funcionários estão representados por sindicatos. Desacordos acerca de questões envolvendo desinvestimentos ou mudanças em nossa estratégia de negócios, reduções de pessoal, assim como potenciais contribuições associadas a funcionários, poderiam levar a descontentamentos no âmbito trabalhista. Não podemos assegurar que no futuro não ocorrerão greves que afetem nossos níveis de produção. Greves, paralisações ou outras formas de manifestações trabalhistas por parte de qualquer dos nossos fornecedores de grande porte, empresas contratadas, ou em suas instalações, podem prejudicar nossa capacidade de operar nossos negócios, concluir grandes projetos e podem impactar a nossa capacidade de atingir os nossos objetivos de longo prazo.

Uma parcela substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos e não está disponível para liquidação em caso de falência para a vinculação como garantia para a execução de qualquer decisão judicial.

Uma parcela substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses ativos não estão disponíveis para liquidação em caso de falência, nem podem ser vinculados como garantia para a execução de qualquer decisão judicial, porque os bens revertem para a autoridade concedente para garantir a continuidade na prestação de serviços públicos, de acordo com a legislação aplicável e nossos contratos de concessão. Embora o governo brasileiro seja obrigado a nos compensar pela rescisão antecipada de nossas concessões, não podemos garantir que o valor pago pelo governo brasileiro seria igual ao valor de mercado dos ativos revertidos. Essas restrições de liquidação podem diminuir significativamente os valores disponíveis para os nosso credores em caso de nossa liquidação e podem afetar adversamente nossa capacidade de obter financiamento adequado.

Há incertezas acerca da metodologia e dos parâmetros a serem adotados pelas autoridades regulatórias no primeiro ciclo de revisão tarifária a ser aplicada à Companhia de Gás de Minas Gerais ("Gasmig").

A Gasmig obteve a concessão para distribuição de gás canalizado no Estado de Minas Gerais por 30 anos a contar da data de publicação da Lei Estadual 11.021, de 11 de janeiro de 1993, com possibilidade de prorrogação, desde que cumpridas determinadas exigências. Em 26 de dezembro de 2014, foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, prorrogando o prazo da concessão até 10 de janeiro de 2053.

Conforme estipulado pelo Contrato de Concessão, a Gasmig deve continuar suas atividades de distribuição de gás natural até o final da concessão, sendo remunerada por meio das tarifas pagas pelos usuários dos serviços de distribuição.

A Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior ("SEDECTES"), órgão do Governo Estadual de Minas Gerais, responsável pela regulamentação da distribuição de gás canalizado, espera realizar a primeira revisão tarifária da Gasmig em 2017. O processo de revisão das tarifas ainda está sendo estruturado e no momento não há uma decisão em relação à duração da revisão nem da metodologia a ser adotada. Em algum momento durante esse processo haverá uma decisão sobre o índice da remuneração regulatória, o que pode gerar uma alteração na margem de lucro para a distribuição de gás e pode ter um efeito adverso significativo nos nossos negócios e resultados operacionais.

Além disto, dado que se trata da primeira revisão tarifária da Gasmig, não há a possibilidade de garantias em relação à metodologia para a avaliação de seus ativos, o que pode impactar negativamente os retornos estimados dos negócios.

Os volumes de gás natural fornecidos pela Gasmig estão concentrados em poucos setores e poucos clientes.

Excluindo o setor de geração termelétrica, os volumes de vendas são sustentados pelo mercado industrial de grande escala, que representa 92,2% do volume de gás vendido a esse setor em 2016. Os maiores clientes da Gasmig concentram-se nas atividades de siderurgia, metalurgia e mineração, que responderam, em conjunto, por 68% do volume não-termelétrico em 2016.

O setor brasileiro de manufatura está atravessando uma grave crise, com fortes reduções desde 2014 (quedas de 3,1% de 2013 para 2014 e de 11,0% de 2014 para 2015), e perpetuando-se em 2016, com nova redução de 2,8% em relação a 2015 – segundo dados de volumes da produção industrial do IBGE (Pesquisa Industrial Mensal / Produção Física ou PIM–PF).

Em 2016, as vendas no setor industrial, compreendendo as companhias siderúrgicas, metalúrgicas e de mineração, caíram 9,4% em relação ao ano de 2015, devido à continuidade da recessão econômica.

A perpetuação do presente cenário econômico adverso pode afetar negativamente os negócios, o resultado operacional e as condições financeiras da Gasmig.

A existência de um único fornecedor de gás natural no Brasil afeta a competitividade.

Em 1994, a Petrobras e a Gasmig firmaram um contrato de suprimento de gás, que foi complementado em 2004 por outro contrato de fornecimento (Contrato de Suprimento Adicional, ou CSA) que estipula que a Gasmig aumentaria o volume de gás comprado da Petrobras a partir de 2010. Desde 2011, a Petrobras vem proporcionando descontos sobre o preço do gás especificado no CSA. A partir de junho de 2015, a Petrobras anunciou publicamente uma redução gradual de tais descontos. E sendo assim, desde novembro de 2015, o preço em vigor é o estipulado no CSA (sem desconto). Em decorrência disto, durante o período entre novembro de 2015 e novembro de 2016, o preço médio de aquisição para o mercado, excetuando termelétricas, teve uma elevação de cerca de 13,9%.

Esta política da Petrobras de aumentar os preços do gás em 2015, combinada com o abandono da política de descontos oferecidos pela Petrobras nos anos anteriores, continuada em 2016, levou à perda da competitividade do gás natural em relação a outras formas de energia tais como GLP (gás liquefeito de petróleo) e óleo combustível. Se essa tendência se mantiver, ela poderá impactar negativamente a demanda por gás natural, pois ela cria incentivos para a utilização de outras fontes de energia, o que teria um impacto desfavorável sobre os negócios, o resultado operacional e as condições financeiras da Gasmig.

A agência regulatória responsável pela distribuição de gás canalizado é controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais, cujos interesses podem ser conflitantes com os do equilíbrio econômico da concessão.

A Constituição Federal do Brasil estabelece que é função dos estados explorar os serviços locais de gás canalizado, diretamente ou através de concessões. A Gasmig está sob o controle indireto do Estado de Minas Gerais, através da posição acionária majoritária mantida pela CEMIG Holding na Gasmig. A SEDECTES é um órgão do Governo do Estado, e em Minas Gerais, ela exerce a função de reguladora dos serviços de distribuição do gás canalizado. A SEDECTES é, além disso, responsável pela promoção de investimentos no Estado de Minas Gerais.

O Governo do Estado de Minas Gerais, na condição de acionista controlador indireto da Gasmig e, ao mesmo tempo, regulador do serviço público, por meio da SEDECTES, tem a autoridade para direcionar esforços e investimentos da Companhia em conformidade com seus próprios interesses, políticos, econômicos ou sociais, e eles podem ter um impacto negativo sobre o equilíbrio econômico da concessão.

Riscos relacionados ao Brasil

Instabilidades políticas no Brasil podem ter efeitos na economia e nos afetar.

Historicamente, o ambiente político brasileiro tem influenciado, e continua a influenciar o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam a afetar a confiança dos investidores e a do público em geral, o que resultou em desaceleração econômica e maior volatilidade nos títulos emitidos por empresas brasileiras. A economia brasileira continua sujeita aos efeitos do processo de impeachment contra a ex-presidente Dilma Rousseff. Em 31 de agosto de 2016, após julgamento pelo Senado, a ex-presidente Dilma Rousseff foi formalmente impugnada. O vice-presidente Michel Temer assumiu o cargo de novo presidente do Brasil até a próxima eleição presidencial, prevista para 2018. O presidente do Brasil tem poder para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira e, consequentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo o nosso.

Além disso, os mercados brasileiros vêm experimentando uma maior volatilidade devido às incertezas derivadas da Operação Lava Jato em andamento e outras investigações similares, que estão sendo conduzidas pela Procuradoria Federal e seu impacto na economia e no ambiente político brasileiro. Tais eventos poderiam fazer com que o valor de negociação de nossas ações, preferenciais e ordinárias, de nossas ADSs preferenciais e ordinárias, e nossos outros títulos fossem reduzidos, afetando negativamente nosso acesso aos mercados financeiros internacionais. Além disso, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos, incluindo as próximas eleições a nível federal e estadual, que viessem a afetar a economia brasileira pode fazer com que reavaliássemos nossa estratégia.

O Governo Federal exerceu, e continua exercendo, influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre os nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e prospectos.

O Governo Federal intervém com frequência na economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira poderão ser afetados adversamente por alterações das políticas governamentais, bem como outros fatores, incluindo, sem limitação:

- flutuações da taxa de câmbio;
- inflação;
- variações das taxas de juros;
- política fiscal;
- demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- liquidez dos mercados internos de capitais e empréstimos;
- desenvolvimento do setor de energia;
- controles de câmbio e restrições às remessas no exterior; e/ou
- limites ao comércio internacional.

A incerteza sobre se o governo brasileiro implementará mudanças de política ou regulação que afetem esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para a maior volatilidade nos mercados de valores mobiliários brasileiros e títulos emitidos no exterior por empresas. As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo brasileiro, poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Caso as situações política e econômica se deteriorem, poderemos também enfrentar aumento de custos.

A estabilidade do Real, moeda brasileira, é influenciada pelo relacionamento desta com a inflação, com o Dólar norte-americano e a política cambial do governo brasileiro. Nossos negócios poderão ser adversamente afetados por qualquer volatilidade recorrente que afete nossas contas a receber e obrigações relacionadas à moeda estrangeira, bem como aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

A moeda brasileira passou por grandes momentos de volatilidade no passado. O Governo Federal Brasileiro implementou vários planos econômicos e utilizou uma gama de mecanismos de controle cambial, inclusive desvalorizações repentinas, periódicas com variações diárias a mensais, flutuação e controle do câmbio e câmbio paralelo. De tempos em tempos, houve significativas flutuações entre o Dólar norte-americano e o Real brasileiro e demais moedas. Em 30 de dezembro de 2016, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar norte-americano era de R$ 3,2532 para US$1,00. Não há garantia de que o Real não se depreciará ou se valorizará em relação ao Dólar norte-americano no futuro.

A instabilidade do Real perante o Dólar norte-americano pode ter um efeito adverso significativo sobre nós. A depreciação do Real frente ao Dólar norte-americano e outras principais moedas estrangeiras poderia criar pressões inflacionárias no Brasil e causar aumentos nas taxas de juros, afetando negativamente o crescimento da economia brasileira e, consequentemente, o nosso. A depreciação do Real pode causar um aumento nos custos financeiros e nos custos operacionais, já que temos

obrigações de pagamento no âmbito de contratos de financiamento e importação indexados às flutuações cambiais. Além disso, a depreciação do Real pode causar pressão inflacionária que resultaria em aumentos abruptos na taxa de inflação, o que aumentaria nossos custos e despesas operacionais e afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais ou perspectivas.

Geralmente, não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou fazemos outros acordos com terceiros para protegê-los contra o risco de aumento das taxas de juros. Podemos contrair despesas adicionais à medida que essas taxas flutuantes aumentam. Além disso, à medida que refinanciarmos nossa dívida nos próximos anos, a composição de nosso endividamento poderá mudar, especificamente no que se refere à relação entre as taxas de juros fixas e flutuantes, a relação de curto prazo com a dívida de longo prazo e as moedas em que nossa dívida está denominada ou indexada. Mudanças que afetem a composição de nossa dívida e causem elevações nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar nossos pagamentos do serviço da dívida, podendo ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e podem ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados operacionais, condição financeira e preço de mercado de nossas ações.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetaram de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o IPCA as taxas de inflação anuais brasileiras em 2014, 2015 e 2016 foram 6,41%, 10,67% e 6,29% respectivamente. Não é possível garantir que a inflação permanecerá nestes níveis.

Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando ajustar o valor do Real, podem acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, talvez não consigamos ajustar as tarifas que cobramos de nossos clientes visando a compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custo.

Praticamente a totalidade das despesas operacionais de caixa é denominada em reais e tende a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também podem restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros ou levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que podem prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em consequência, de nossas ADSs de ações preferenciais, ADSs de ações ordinárias e outros títulos.

Riscos relacionados às Ações Preferenciais e Ordinárias, e ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente o valor das remessas de dividendos ao exterior, bem como, o preço de mercado das ADSs.

Muitos fatores macroeconômicos, nacionais e globais, têm influência sobre a taxa de câmbio. Neste contexto, o Governo Brasileiro, por meio do Banco Central do Brasil, já interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis

nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirão por meio de um sistema de banda cambial ou outros recursos.

Sendo assim, o real poderá flutuar substancialmente em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas no futuro. Essa instabilidade poderá afetar adversamente o equivalente em Dólares norte-americanos o preço de mercado das nossas ações e, por consequência de nossas ADSs, ordinárias e preferenciais, bem como das remessas de dividendos ao exterior.

Para mais informações, veja o "Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio".

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias.

O valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras é afetado, em graus variáveis, por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, incluindo outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países de mercado emergente poderão diminuir o interesse de investidores nos valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive de nossa companhia. No futuro, isso poderia tornar mais difícil nosso acesso aos mercados de capitais e o financiamento de nossas operações em termos aceitáveis ou mesmo em quaisquer termos. Em função das características do setor elétrico brasileiro (o qual exige investimentos significativos em ativos operacionais) e em função de nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capitais e financeiros for restringido, poderemos enfrentar dificuldades para concluir nosso plano de investimento e o refinanciamento de nossas obrigações, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

A relativa volatilidade e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros podem prejudicar nossos acionistas.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como as ações preferenciais e ordinárias, as ADSs de ações preferenciais ou as ADSs de ações ordinárias, envolve grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países com um cenário político e econômico mais estável, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, tais como, entre outros:

- mudanças dos cenários normativo, fiscal, econômico e político que possam afetar a capacidade de investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, relacionado a seus investimentos; e

- restrições a investimento estrangeiro e repatriação de capital investido.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso pode limitar substancialmente a capacidade do investidor de vender as ações subjacentes a suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias pelo preço e no prazo que deseja. Em 2016, a Bolsa de Valores de São Paulo (BM&F Bovespa S.A. — Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros), ou BM&F Bovespa, a única bolsa de valores do Brasil na qual nossas ações são negociadas, teve capitalização anual de aproximadamente R$ 1,84 trilhões e média diária de volume de negociações de aproximadamente R$ 7,41 bilhões.

Detentores de ADSs de ações preferenciais e de ADSs de ações ordinárias e detentores de nossas ações podem ter direitos de acionistas diversos daqueles conferidos aos detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, exigências de divulgação de informações e práticas contábeis aplicáveis são regidas por nosso Estatuto Social, pelo Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&F Bovespa, pela Lei das Sociedades por Ações nº 13.303/16 e pelas normas expedidas pela CVM. Essas regulamentações podem diferir dos princípios legais que se aplicariam caso nossa Companhia tivesse sido constituída com jurisdição nos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova York, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de uma ADS, que são derivados dos direitos conferidos aos detentores de ações preferenciais ou ordinárias, conforme o caso, de ter seus interesses protegidos frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador podem diferir segundo a Lei Brasileira de Sociedade por Ações das normas de outras jurisdições. Normas contra 'insider

trading' e 'self-dealing', bem como demais normas para preservação de direitos de acionistas, podem também ser diferentes no Brasil em comparação às normas dos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior podem prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

O investidor pode ser adversamente afetado pela imposição de restrições às remessas para investidores estrangeiros dos recursos gerados por seus investimentos no Brasil, assim como à conversão do Real (R$) em moedas estrangeiras. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias do Real para Dólares norte-americanos (US$). Não podemos garantir que o Governo Federal do Brasil não tomará medidas restritivas no futuro.

Os acionistas estrangeiros podem não ser capazes de executar sentenças contras nossos conselheiros ou diretores.

Todos os nossos conselheiros e diretores residem no Brasil. Nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados predominantemente no Brasil. Em decorrência disso, talvez não seja possível aos acionistas estrangeiros citá-los nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa Companhia, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das respectivas leis de outras jurisdições.

Para que uma sentença proferida fora do Brasil seja executada no Brasil, a parte que solicita a execução deverá ser reconhecida perante os tribunais brasileiros (na medida em que os tribunais brasileiros possam ter jurisdição) e esses tribunais aplicarão tal sentença sem qualquer novo julgamento ou reexame dos méritos da ação original somente se tal sentença tiver sido previamente ratificada pelo Superior Tribunal de Justiça do Brasil, de acordo com a Resolução nº 9/2005 do STJ.

Não obstante o acima exposto, não se pode garantir que a ratificação será obtida.

Permutar ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter consequências desfavoráveis.

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares americanos do Brasil a outros países para pagamentos de dividendos, ou quaisquer outras distribuições em moeda ou quando da alienação das ações para remeter o produto da venda a ela relacionada.

Se o investidor decidir permutar suas ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias pelas ações que lhe são subjacentes, ele terá direito de continuar a se basear, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, do certificado de registro eletrônico do banco depositário, de modo a receber quaisquer recursos distribuídos com relação às ações. Após esse período, o investidor poderá não ser capaz de obter e remeter dólares norte-americanos ao exterior mediante a venda de nossas ações ordinárias/preferenciais ou distribuições relativas às nossas ações ordinárias/preferenciais, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro ou registros de investimento nos termos da Resolução CMN nº 4.373/2014, de 29 de setembro de 2014, que habilita investidores estrangeiros registrados a comprar e vender em bolsa de valores brasileira. Se o investidor não obtiver um certificado de registro ou registro nos termos da Resolução nº 4.373/2014, o investidor estará geralmente sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre os ganhos com relação às nossas ações ordinárias.

Se um investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, o investidor poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos no processo de solicitação, o que poderia atrasar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relacionadas a nossas ações ordinárias ou à devolução de seu capital em tempo hábil. O certificado de registro do depositário ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido por um investidor pode ser afetado por futuras mudanças legislativas e restrições adicionais aplicáveis ao investidor, e a alienação das ações ordinárias/preferenciais subjacentes ou o repatriamento do produto da alienação podem ser impostas no futuro.

Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, ele poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias com o custodiante e basear-se o certificado de

registro do banco depositário, observadas certas condições. Não podemos garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido pelo investidor não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou regulatórias, nem que restrições adicionais brasileiras aplicáveis ao investidor, à alienação das ações preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não serão impostas no futuro.

Um investidor de nossas ações ordinárias e ADSs poderia não conseguir exercer direitos de preferência e tag-along em relação a ações ordinárias.

Os investidores norte-americanos de ações ordinárias e ADSs podem não ter as condições para exercer os direitos de preferência e *tag-along* que são relacionados com as ações ordinárias, a menos que esteja em vigor uma declaração de registro em conformidade com o US Securities Act de 1933, e suas alterações, ou o Securities Act, relacionada a tais direitos ou que tenha sido obtida uma isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a protocolar uma declaração de registro com relação a nossas ações ordinárias referentes a tais direitos, e não podemos assegurar que iremos protocolar tal declaração de registro. A menos que protocolemos uma declaração de registro ou que tenha sido obtida uma isenção de registro, um investidor de ADR poderia receber somente o produto líquido da venda de seus direitos de preferência e direitos de *tag-along* ou, se esses direitos não puderem ser vendidos, ocorrerá a prescrição dos mesmos e o investidor de ADR receberá apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência e direitos de *tag-along* ou, se esses direitos não puderem ser vendidos, ocorrerá a prescrição dos mesmos e o detentor de ADRs não receberá valor algum por eles.

As sentenças de tribunais brasileiros referentes às nossas ações serão pagas apenas em reais.

Se forem ajuizados processos nos tribunais do Brasil, visando executar obrigações referentes às nossas ações ordinárias, não seremos obrigados a quitar quaisquer obrigações em outra moeda que não seja o Real (R$). No Brasil, em conformidade com as limitações brasileiras de controle de câmbio, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda que não seja o Real (R$), somente poderá ser cumprida em moeda brasileira, à taxa de câmbio determinada pelo Banco Central em vigor na data em que a sentença é proferida, e tais valores serão então reajustados para refletir as variações da taxa de câmbio até a data efetiva do pagamento. Assim, a taxa de câmbio prevalecente pode não propiciar aos investidores não brasileiros uma plena compensação por eventuais reivindicações decorrentes de, ou relacionadas com as nossas obrigações referentes às nossas ações ordinárias.

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias no mercado.

Em consequência da emissão de novas ações, venda de ações por parte dos acionistas existentes, ou ainda da percepção de que aludida venda possa ocorrer, o preço de mercado de nossas ações e, como consequência, das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, poderá diminuir de maneira significativa.

As ações preferenciais e ADSs de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto e as ADSs de ações ordinárias só podem ser votadas por procuração, por meio do envio de instrução de voto ao depositário.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, os detentores de nossas ações preferenciais e, por consequência, de nossas ADSs representativas de ações preferenciais não tem direito de voto em nossas assembleias gerais, exceto em circunstâncias muito específicas.

Os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluindo o direito limitado de voto. Os detentores de nossas ADSs representando ações ordinárias não estão habilitados a votar em nossas assembleias gerais de acionistas, exceto por procuração por meio do envio de instrução de voto ao depositário. Em circunstâncias em que não houver tempo hábil para o envio do formulário com instruções de voto ou em caso de omissão no envio da instrução de voto ao depositário, os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

Emissões de ações futuras podem diluir as participações de atuais detentores de nossas ações ordinárias ou ADSs e poderiam afetar significativamente o preço de mercado de tais títulos.

Podemos, no futuro, decidir oferecer ações adicionais para aumentar capital ou para outros fins. Qualquer oferta futura de ações poderia reduzir a participação proporcional e os direitos de voto dos detentores de nossas ações ordinárias e ADSs, assim como nossos ganhos e o valor patrimonial líquido por ação ordinária ou ADS. Qualquer oferta de ações e ADSs de nossa parte ou de parte de nossos principais acionistas, ou a percepção de que tal oferta seja iminente, poderia ter um efeito adverso sobre o preço de mercado de tais títulos.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Contexto Histórico Organizacional

A CEMIG foi constituída em Minas Gerais em 22 de maio de 1952 como sociedade por ações de economia mista com prazo indeterminado de duração, de acordo com a Lei Estadual de Minas Gerais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e o regulamento que a implementou, o Decreto Estadual de Minas Gerais nº 3.710, de 20 de fevereiro de 1952. Nossa denominação social é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, mas também somos conhecidos como CEMIG. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1.200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso principal número de telefone é +55 (31) 3506-3711.

Com a finalidade de atender disposições legais e regulatórias pelas quais fomos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios, em 2004 constituímos duas subsidiárias integrais da CEMIG Holding: CEMIG Geração e Transmissão S.A., aqui designada como CEMIG GT, e CEMIG Distribuição S.A., aqui designada como CEMIG D, que foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão e distribuição de energia elétrica, respectivamente.

A CEMIG contribuiu para a instalação de importantes empresas em Minas Gerais, como a Mannesman, empresa siderúrgica que produzia tubos sem costura, devido à garantia do Governo Estadual de que a CEMIG poderia suprir sua demanda de energia (à época, metade do consumo de todo o Estado de Minas Gerais).

Na década de 1950, foram inauguradas as três primeiras usinas hidrelétricas construídas pela CEMIG: Tronqueiras, Itutinga e Salto Grande.

A partir de 1960, a CEMIG iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia elétrica. Adicionalmente, no mesmo período, foi formado o Consórcio Canambra, composto por um grupo de técnicos canadenses, americanos e brasileiros, que realizou, entre 1963 e 1966, a identificação e avaliação do potencial hidráulico de Minas Gerais. Este estudo, alinhado ao conceito de desenvolvimento sustentável, revolucionou o enfoque da construção de usinas no Brasil e definiu quais projetos poderiam ser desenvolvidos para suprir futuras necessidades de energia elétrica.

Na década de 1970, a CEMIG assumiu a distribuição de energia na região da cidade de Belo Horizonte, incorporando a Companhia Força e Luz de Minas Gerais, e retomou os projetos de construção de grandes usinas. Em 1978, a CEMIG inaugurou a Usina Hidrelétrica São Simão, sua maior hidrelétrica na época. Nessa década, a transmissão de energia havia dado um grande salto: 6 mil quilômetros de linhas distribuídas pelo Estado de Minas Gerais.

No início da década de 1980, foi criado o Programa Minas-Luz, uma parceria entre a CEMIG, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras e o Governo Estadual, visando a ampliar o atendimento a populações de baixa renda no campo e nas periferias urbanas, inclusive nas favelas. Em 1982, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica Emborcação, no Rio Paranaíba. Na época, era a segunda maior usina hidrelétrica da Companhia, que, em conjunto com a de São Simão triplicou a capacidade de geração da Companhia. Em 1983, a CEMIG estabeleceu a Assessoria de Coordenação do Programa Ecológico, responsável pelo planejamento e desenvolvimento de uma política específica de proteção ambiental, isso permitiu a pesquisa de fontes alternativas de energia, como energia eólica e solar, biomassa e gás natural, que se tornaram foco dos projetos de pesquisa da Companhia.

Em 1986, foi criada a Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig, uma subsidiária voltada para a distribuição de gás natural. Em 18 de setembro do mesmo ano, alteramos nossa denominação de CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais para Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, para refletir a ampliação de nossa área de atuação por meio de múltiplas fontes de energia. Ao final da década de 1980, a CEMIG distribuía energia para 96% do território do Estado de Minas Gerais, de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL.

Nos anos 1990, mesmo durante a crise econômica, a CEMIG, de acordo com seus dados, atingiu aproximadamente 5 milhões de consumidores. Nessa época, a CEMIG fez 237 mil novas ligações no abastecimento elétrico em um único ano, um recorde em sua história. Ainda nos anos 1990, a CEMIG passou a construir hidrelétricas em parceria com a iniciativa privada, foi por meio dessa estrutura, por exemplo, que a Usina Hidrelétrica de Igarapava foi construída, na região do Triângulo Mineiro. Ela começou a operar em 1998.

No ano 2000, a CEMIG foi incluída pela primeira vez no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, reconhecimento que vem se repetindo nos últimos anos. A CEMIG vê isso como uma confirmação de sua dedicação ao equilíbrio entre os três pilares da sustentabilidade corporativa: econômico, social e financeiro. Além disso, o ano de 2000 foi marcado pela construção simultânea de três usinas hidrelétricas (Porto Estrela, Queimado e Funil) e pelo crescimento do número de consumidores para 5 milhões, de acordo com dados da CEMIG.

Em 2001, a CEMIG inaugurou a Usina Hidrelétrica de Porto Estrela, iniciou a construção da Usina Hidrelétrica de Aimorés e o processo de viabilidade da Usina Hidrelétrica de Irapé. No mesmo ano, as ADRs ordinárias e preferenciais da CEMIG passaram a ser negociadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (New York Stock Exchange, ou NYSE).

Em 2002, a CEMIG atingiu, de acordo com seus registros, a marca de 6 milhões de consumidores e iniciou a construção da Usina Hidrelétrica Irapé, no Vale do Jequitinhonha, e da Usina Termelétrica de Barreiro e inaugurou a Usina Hidrelétrica do Funil. No mesmo ano, as ações da CEMIG começaram a ser negociadas na Latibex, segmento da Bolsa de Valores de Madri.

Em 2003, a CEMIG iniciou a construção simultânea de diversas hidrelétricas para enfrentar o racionamento de energia e implementou núcleos de excelência em climatologia, geração termelétrica, eficiência energética e energias renováveis.

O ano de 2004 nos apresentou grandes desafios: a entrada em vigor do novo marco regulatório e, principalmente, o processo de desverticalização de suas atividades de distribuição, geração e transmissão. No ano subsequente, em virtude do processo de desverticalização, a CEMIG passou a ser organizada como uma holding, com duas subsidiárias integrais: A Cemig Distribuição S.A. e a Cemig Geração e Transmissão S.A.

Em 2005, a CEMIG inaugurou a Usina Hidrelétrica Aimorés.

Em 2006, mais de 230 mil novas ligações foram realizadas no Estado de Minas Gerais e o investimento em preservação ambiental totalizou R$ 60 milhões. A Usina Hidrelétrica Irapé e Capim Branco I foram inauguradas em julho de 2006, e naquele ano passamos a atuar em outros Estados, por meio da aquisição de uma participação significativa na Light S.A., ou Light, situada no Estado do Rio de Janeiro, e da Transmissoras Brasileira de Energia, ou TBE, que operava linhas de transmissão no Norte, Centro Oeste e Sul do Brasil.

Em 2007, a CEMIG inaugurou a Usina Hidrelétrica Capim Branco II, no Rio Araguari.

Em 2008, adquirimos participação acionária em parques eólicos do Ceará, com potência total de aproximadamente 100 MW. Iniciamos nossa participação também no projeto de geração da UHE Santo Antônio, no Rio Madeira.

Em abril de 2009, adquirimos a Terna Participações S.A., atualmente chamada de Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., ou TAESA. Em maio de 2013, ampliamos nossa participação no segmento de transmissão de energia elétrica com a aquisição de participações em cinco empresas de transmissão.

Dessa forma, a CEMIG aumentou de 5,4% para 12,6% sua participação no mercado de transmissão de energia elétrica.

Em dezembro de 2009, celebramos com a Andrade Gutierrez Concessões S.A., um Contrato de Compra e Venda de Ações para adquirir até 13,03% da participação acionária desta empresa na Light. Esta aquisição foi aperfeiçoada em 2010, iniciando o processo de consolidação no Grupo de Controle da Light.

Ainda em 2009, a CEMIG completou 10 anos consecutivos de participação no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, sendo eleita a líder mundial em sustentabilidade entre empresas de serviços públicos. A Companhia se mantém como a única empresa do setor elétrico da América Latina a fazer parte desse índice desde sua criação.

Em 2010, a CEMIG e a Light firmaram parceria para o desenvolvimento da tecnologia smart grid, redes elétricas inteligentes que irão permitir a melhoria na eficiência operacional e a redução das perdas comerciais. Foi também neste ano que a CEMIG foi selecionada para receber, pela segunda vez consecutiva, o status de Prime (B-) pela Oekom- Research, agência alemã de rating de sustentabilidade. No mesmo ano, a CEMIG GT celebrou com a Light contrato para a aquisição de ações representativas de 49% do capital social da Lightger S.A., sociedade de propósito específico detentora da autorização para exploração da Pequena Central Hidrelétrica Paracambi.

Em 2011, a CEMIG expandiu sua participação em ativos relevantes de geração e transmissão, incluindo a aquisição, pela Amazônia Energia S.A. (na qual a CEMIG possui 74,5% do capital total, 49% das ações com direito a voto e a Light possui 25,5% do capital total e 51% das ações com direito a voto) de uma participação de 9,77% na Norte Energia S.A., ou NESA, detentora da concessão para a construção e operação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, Estado do Pará. A transação acrescentou 818 MW de capacidade de geração às nossas atividades totais e acrescentou 280 MW à capacidade total de geração da Light; Também em 2011, a CEMIG adquiriu uma participação majoritária na Renova Energia S.A., que há 11 anos atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas, ou PCHs, e usinas eólicas.

No ano de 2012, a CEMIG concluiu a consolidação de seus investimentos no setor de transmissão de energia elétrica, mediante a transferência de ativos desse setor para a TAESA. No mesmo ano, a CEMIG foi selecionada pela oitava vez consecutiva para compor a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial, ou ISE, da Bolsa de Valores de São Paulo, ou BM&FBovespa.

A seguir, estão descritas algumas atividades das subsidiárias, controladas em conjunto e associadas da CEMIG durante o ano de 2013, que incluem a aquisição de ativos significativos de geração e transmissão de energia:

Parati realizou uma oferta pública para aquisição de ações com o objetivo de cancelar o registro de companhia aberta da Redentor Energia S.A. e sua saída do segmento de listagem Novo Mercado, um segmento de listagem especial da BM&FBovespa. Como resultado desta oferta pública, a Redentor Energia saiu do segmento de listagem do Novo Mercado, mas permanecendo listada no segmento tradicional na BM&FBovespa;

- A CEMIG GT celebrou um Contrato de Compra e Venda de Ações com a Petróleo Brasileiro S.A., ou Petrobras, e com a Jobelpa (tag along), para a aquisição de 49% e 2%, respectivamente, das ações ordinárias da Brasil PCH e um Contrato de Investimento com a Renova, RR Participações S.A., a Light Energia S.A., ou Light Energia, e uma nova empresa, a Chipley (de propriedade conjunta da CEMIG GT e Renova), tendo como objetivo regular a entrada da Cemig GT no bloco de controle da Renova, e a cessão do Contrato de Compra de Ações da Brasil PCH para a Chipley;
- A CEMIG Capim Branco Energia S.A. concluiu a aquisição de 30,3% de participação na Sociedade de Propósito Específico, ou SPE, Epícares Empreendimentos e Participações Ltda., do Grupo Suzano, correspondendo a uma participação adicional de 5,42% no Consórcio Capim Branco Energia;
- A Madeira Energia S.A., ou MESA, conta com aportes de recursos dos seus acionistas, bem como linhas de crédito, empréstimos e financiamentos com perfis de longo prazo;
- A Gasmig investiu na expansão de sua rede de distribuição, e aumentou sua presença nos segmentos de Gás Natural Comprimido, ou GNC e nos segmentos de distribuição residencial;
- Aquisição pela EATE da participação acionária detida pela Orteng Equipamentos e Sistemas S.A., ou Orteng, na Transmineiras (um grupo de três concessionárias constituídas pela Companhia Transtela de Transmissão, Companhia Transirapé de Transmissão e Companhia Transudeste de Transmissão);
- Transferência de controle da TAESA da CEMIG GT para a CEMIG Holding. Os titulares de debêntures das 2ª e 3ª emissões da CEMIG GT anuíram à redução do Capital Social da CEMIG GT em decorrência da transferência das ações de emissão da TAESA para a CEMIG Holding, conforme anuência da ANEEL;
- A TAESA ganhou a disputa pelo Lote "A" do Leilão ANEEL nº 013/2013, constituindo, em decorrência, a Mariana Transmissora de Energia Elétrica S.A. (linha de transmissão de energia elétrica de 500 kV);
- Negociação para criação da empresa Aliança Geração de Energia S.A., ou Aliança, para ser uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pela CEMIG GT e Vale S.A., ou Vale, em consórcios de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica;
- Negociação para aquisição pela CEMIG GT, de 49% de participação da empresa Aliança Norte Energia Participações S.A. (constituída em 2015), que detinha a participação de 9% da NESA pertencentes à Vale.

A seguir, estão descritas algumas atividades relacionadas às subsidiárias, controladas em conjunto e associadas durante o exercício de 2014:

- Inclusão na Guanhães Energia S.A. pela criação de quatro SPEs de geração hidrelétrica, com participação de 100%;
- Formação da CEMIG Overseas S.L, com sede na Espanha, uma subsidiária integral da CEMIG (empresa com função de holding);
- Inclusão na Light Energia da subsidiária integral Lajes Energia S.A.;
- Aquisição de participação acionária detida pela Andrade Gutierrez Participações S.A. e posteriormente pela SAAG Investimentos S.A. na Madeira Energia S.A., ou MESA. A CEMIG GT adquiriu no segundo semestre de 2014 participação indireta na MESA através dos veículos Fundo de Investimentos em Participações Malbec, da Parma Participações S.A. e do Fundo de Investimentos em Participações Melbourne. O FIP Melbourne adquiriu 83% de participação na SAAG Investimentos S.A., que participa com 12,4% da MESA, que participa integralmente da Santo Antônio Energia S.A., ou SAESA. A participação indireta da CEMIG na SAESA representa 8,13%;
- Criação, pela Renova, de 17 SPEs de Geração Eólica para participações em leilões de geração eólica e comercialização de energia no mercado livre;

- Inclusão na Light S.A. de sua participação acionária de 50,10% na SPE Energia Olímpica, que tem como objeto a construção e implantação da subestação Vila Olímpica e de duas linhas subterrâneas de 138 kV;
- Associação com a Gás Natural Fenosa para a criação da empresa Gás Natural do Brasil S.A., que será uma plataforma de consolidação de ativos e investimentos em projetos de gás natural;
- Alienação da toda a participação da Light no capital social de CR Zongshen E-Power Fabricadora de Veículos S.A.;
- Aquisição de 40% de participação da subsidiária Gaspetro na Companhia de Gás de Minas Gerais, aumentando a participação da CEMIG para 99,57% do capital total da Gasmig;
- Inclusão do Consórcio Renova Moinhos de Vento na Renova, com 99,99% de participação no capital;
- Aquisição pela CEMIG GT de 49,9% da Retiro Baixo Energética S.A. de propriedade da Orteng (24,4%) e Arcadis (25,5%). A Retiro Baixo Energética S.A. possui a concessão, até agosto de 2041, para operar a usina hidrelétrica de Retiro Baixo com capacidade de geração instalada de 83,7 MW;
- Inclusão do Consórcio Projeto SLT na CEMIG GT, com 33,33% de participação. Tem o objetivo de viabilizar a administração e contabilização das contratações de consultores jurídico, ambiental, técnico e quaisquer outros consultores externos necessários à elaboração dos estudos para aferição de atratividade da Usina Hidrelétrica São Luiz do Tapajós, localizada no Estado do Pará;
- Entrada da CEMIG GT no bloco de controle da Renova, com a participação de 27,37% do capital social total e 36,62% do capital social votante através de aumento de Capital Social por meio da emissão de 87.186.035 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal;
- Alteração na participação do capital social da ERTE (TAESA);
- Constituição de duas subholdings pela Renova, denominadas Diamantina Eólica Participações S.A. e Alto Sertão Participações S.A., com 99,99% de participação acionária em cada empresa. Estas empresas têm por objeto social a participação acionária em outras empresas da área de geração de energia e na comercialização de energia elétrica;
- Exclusão do Consórcio Cosama na CEMIG GT;
- Desinvestimento pela CEMIG GT de sua participação de 40,00% na Chipley SP Participações e aumento da participação detida pela Renova na Chipley para 99,99%; e
- Criação da empresa Aliança, para ser uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pela CEMIG GT e Vale em consórcios de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica.

A seguir, descrevem-se certas atividades relacionadas a subsidiárias, controladas em conjunto e associadas durante o exercício de 2015:

- Grupo Renova:
  - Transferência da SPE Ventos de São Cristóvão Energias Renováveis S.A., da Renova Energia S.A, para a Centrais Eólicas Bela Vista XIV S.A.;
  - Reestruturação da Renova, com as seguintes alterações: (i) Aquisição de 11,36% de participação na TerraForm Global Inc., com o objetivo de adquirir, da SunEdison ou de terceiros, ativos vinculados à geração de energia limpa; (ii) criação, na Terraform Global Inc. de três subholdings: (1) Terraform Global BV, (2) Outras Holdings e (3) TERP GLB Brasil; (iii) transferência da Nova Renova Energia, juntamente com a Bahia Eólica Participações S.A. e as 5 SPEs de geração eólica, de participação da Renova, para a TERP GLB Brasil; (iv) transferência da Salvador Holding S.A., de participação da Renova Energia S.A. para a TERP GLB Brasil; (v) transferência da Salvador Eólica Participações S.A., juntamente com as 9 SPEs de geração eólica, de participação da Nova Renova Energia para a Salvador Holding S.A., (vi) transferência da Renova Eólica Participações S.A., juntamente com as 15 SPEs de geração eólica, de participação da Nova Renova Energia para a Nova Energia Holding S.A.; (vii) transferência da Diamantina Eólica Participações S.A., de participação da Renova Energia para a Alto Sertão Participações S.A.; (viii) transferência de 24 SPEs de geração eólica, de participação da Renova Energia S.A. para a Diamantina Eólica Participações S.A.;
- Aliança Geração de Energia S.A., ou Aliança:
  - Conclusão da operação de associação entre Vale e CEMIG GT para formar a Aliança. As duas empresas subscreveram ações emitidas pela Aliança que foram pagas através de participações detidas nos seguintes ativos de geração de energia: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I, Capim Branco II, Aimorés e Candonga;

mais uma participação de 100% nos seguintes SPEs de geração eólica: Central Eólica Garrote Ltda., Central Eólica Santo Inácio III Ltda., Central Eólica Santo Inácio IV Ltda. e Central Eólica São Raimundo Ltda.

- CEMIG Geração e Transmissão S.A.:
  - Incorporação da CEMIG Capim Branco Energia S.A. pela CEMIG GT, e sua consequente baixa da inscrição no CNPJ da Receita Federal do Brasil;
  - Aquisição pela CEMIG GT de 49% da Aliança Norte Energia Participações S.A., detentora da participação de 9,00% da NESA (que detém as concessões de Belo Monte), pertencentes à Vale, correspondente a uma participação indireta na NESA de 4,41%;
  - Exclusão, na CEMIG, dos Consórcios Aimorés e Funil, devido a baixas das inscrições no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica, ou CNPJ, da Receita Federal do Brasil;
  - Exclusão da EBL Companhia de Eficiência Energética S.A., que tinha uma participação da Light Esco Prestação de Serviço S.A. de 33%.
  - A Parati efetuou oferta pública de aquisição de ações da Redentor Energia S.A., ou Redentor e de exclusão das ações da Redentor da BM&FBOVESPA. Como resultado, a Parati passou a deter 99,79% de participação da Redentor; e
  - A CEMIG GT teve êxito na disputa pelo Lote "D" do Leilão ANEEL nº 012/2015. Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência. Esse lote compreendia treze usinas que pertenciam à CEMIG e cinco que estavam sob a responsabilidade de Furnas Centrais Elétricas S.A. As usinas hidrelétricas pertencentes anteriormente pela CEMIG são: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Marmelos, Joasal, Paciência, Piau, Tronqueiras, Peti, Cajuru, Gafanhoto e Martins. As usinas hidrelétricas pertencentes anteriormente a Furnas são: Coronel Domiciano, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália. A potência de geração instalada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.

A seguir, descrevem-se certas atividades relacionadas a subsidiárias, controladas em conjunto e associadas durante o exercício de 2016:

Contratos de Concessão para 18 Usinas de Geração

Em 5 de janeiro de 2016, a CEMIG GT assinou os contratos de concessão para a operação de 18 usinas de geração (699,57 MW de capacidade de geração total instalada), adquiridas pela CEMIG GT por R$ 2,216 bilhões, em decorrência do Leilão ANEEL nº 012/2015.

Permuta das Debêntures Participativas da AGC Energia por ações da CEMIG

Em 03 de março de 2016, a BNDES Participações, ou BNDESPAR permutou a totalidade das debêntures objeto da Escritura da 1ª Emissão Privada de Debêntures Perpétuas, Participativas, Não Conversíveis, Permutáveis, da Espécie com Garantia Real, em série única, da AGC Energia por 54.342.992 ações ordinárias e 16.718.797 ações preferenciais emitidas pela CEMIG, e anteriormente de titularidade da AGC Energia. Após a referida permuta, a participação da BNDESPAR no capital ordinário e preferencial na CEMIG – que, em 02 de março de 2016, totalizava 0% de ações ordinárias e 1,13% de ações preferenciais – passou a corresponder a 12,9% e 3,13%, respectivamente. Desta forma, a participação da BNDESPAR no capital total da CEMIG que representava 0,75%, passou a corresponder a 6,4%.

A CEMIG Telecom assina contrato de investimento para aporte de capital na Ativas

A CEMIG Telecomunicações S.A., ou CEMIG Telecom, celebrou, em 25 de agosto de 2016, um Contrato de Investimento com a empresa Sonda Procwork Outsourcing Informática Ltda., integrante do grupo chileno Sonda S.A., ou Sonda, para um aporte de capital na Ativas Data Center S.A., ou Ativas, em parceria com a Ativas Participações S.A., ou Ativas Participações, empresa controlada do Grupo Asamar.

A Sonda é a principal empresa de serviços de Tecnologia da Informação da América Latina, com presença em dez países. Essa aliança estratégica reforça o compromisso da CEMIG e da Ativas com os clientes atuais e futuros assegurando elevados padrões de segurança e disponibilidade.

Em 19 de outubro de 2016, após cumpridas as condições precedentes previstas no Contrato de Investimento, foi realizado o fechamento da operação.

A Sonda, por meio de aporte no valor de R$ 114 milhões, passa a deter 60% de participação acionária na Ativas, ficando a CEMIG Telecom e a Ativas Participações com 19,6% e 20,4% do capital total da empresa, respectivamente.

Alienação da participação acionária na Transchile

A CEMIG celebrou, em 12 de setembro de 2016, um contrato de compra e venda de ações para a alienação da totalidade de sua participação acionária vinculada à Transchile Charrúa Transmisión S.A. correspondente a 49% do capital total, para a Ferrovial Transco Chile SpA., empresa controlada pela Ferrovial S.A., pelo valor de US$ 57, valor a ser ajustado no encerramento. Esta transação foi concluída em 6 de outubro de 2016.

UHE Miranda

A presidente do Superior Tribunal de Justiça, ou STJ, Ministra Laurita Vaz, em 22 de dezembro de 2016, concedeu liminar para manter a CEMIG GT no controle da UHE Miranda, em Minas Gerais, nas bases iniciais do Contrato de Concessão nº 007/97, até a conclusão do julgamento do mandado de segurança impetrado pela CEMIG GT. O Ministro Relator revogou esta liminar em 29 de março de 2017, em resposta a uma moção para a revisão da sentença proferida pelo Governo Federal contra o Agravo Interno.

Grupo Renova:

Em 2 de fevereiro de 2016, o Conselho de Administração da Renova aprovou um aumento de seu social do qual participaremos por meio de nossa subsidiária integral CEMIG GT, que aprovou a destinação de até R$ 240 milhões.

Em 1º de abril de 2016, a Renova cancelou a compra e venda de ações para a venda do projeto ESPRA (Acordo ESPRA) de propriedade da Renova à Terraform Global, Inc., ou Terraform Global, por meio de um acordo entre as partes, mediante pagamento de uma taxa de cisão no valor de US$ 10 milhões para a Renova. Desta forma, os projetos ESPRA (três pequenas centrais hidrelétricas, ou PCHs) contratadas nos termos do PROINFA, com capacidade instalada de 41,8MW permanecerão no âmbito da Renova e voltarão a compor a sua carteira de ativos operacionais.

Em 14 de junho de 2016, o Conselho de Administração da Renova aprovou o cancelamento do contrato de compra de energia celebrado entre a Renova Comercializadora de Energia S.A., ou Renova Trading, e a CEMIG GT referente ao fornecimento de 25 parques eólicos na região de Jacobina, estado da Bahia, com 676,2 MW de capacidade instalada, a entrar em operação em 1º de janeiro de 2019. O Conselho de Administração da Renova aprovou um adiantamento de R$ 118 milhões para o suprimento futuro de energia elétrica contratada nos termos do contrato entre a Renova Trading e a CEMIG GT. O Contrato que foi celebrado em 2013, prevê que as partes efetuem antecipações ou postergações do pagamento da energia, que é objeto do contrato. Os recursos serão destinados prioritariamente ao projeto Alto Sertão III, bem como para suprir outras necessidades da Renova. O montante devido será liquidado mediante fornecimento de energia elétrica, nos valores especificados no contrato, a partir de maio de 2021.

Aumento de capital da Renova Energia S.A. – A CEMIG aumentou seu capital na Renova, por meio de sua subsidiária integral CEMIG GT, em R$ 240 milhões. Esse aumento de capital foi ratificado em 21 de junho de 2016, por um valor total de R$ 280.002.277,44 (R$ 240 milhões pela CEMIG e R$ 40 milhões pela Light Energia S.A.), mediante a emissão de 42.042.219 ações ordinárias e 165 ações preferenciais, subscritas e pagas pelo preço de emissão de R$ 6,66 por ação (ordinária ou preferencial) e R$ 19,98 por unit.

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

Contrato de opção de venda

Em 18 de setembro de 2015, foi celebrado um contrato de opção de venda em que, em ou após 31 de março de 2016, a Renova teria a opção de vender até 7 milhões das ações da TerraForm Global para a SunEdison.

O preço de venda das ações foi estipulado em R$ 50,48 por ação, enquanto a SunEdison, a seu critério, tem o direito de pagar US$15,00 por ação ao invés de R$ 50,48. O contrato estabelece também opção de compra pela SunEdison das mesmas 7 milhões de ações 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.

No primeiro semestre de 2016, a Renova reconheceu uma perda de R$ 111 milhões, resultando na mudança no valor justo da opção, considerando o risco de crédito. Além disso, reconheceu uma perda de R$ 63 milhões relativos ao vencimento da opção e entrou com processo arbitral requerendo, dentre outras demandas, indenização pelas perdas. Até a data de emissão desse relatório, a SunEdison e a Renova não liquidaram essa transação.

Investimento na Terraform Global – 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 do período na cotação das ações da Terraform, na qual a Renova possui participação de 11,65%, avaliada com base no valor das ações no mercado.

Os valores mencionados acima correspondem ao impacto nas Informações Contábeis Intermediárias da Renova. O impacto para a CEMIG é proporcional a sua participação de 34,2% na Renova, avaliada pelo método de equivalência patrimonial no montante de R$ 93 milhões.

Adiantamentos à Renova sob Contrato de Compra de Energia

Em 6 de setembro de 2016, o Conselho de Administração da Renova aprovou um adiantamento de R$ 118 milhões pela CEMIG à Renova para futura contratação de energia elétrica no âmbito do Contrato de Compra de Energia entre a Renova Comercializadora de Energia S.A. e a CEMIG GT, assinado em 2013.

O acordo prevê que as partes optem por fazer pagamentos antecipados de energia. Os pagamentos serão destinados prioritariamente ao projeto Alto Sertão III, bem como para suprir outras necessidades da Renova. O montante devido será liquidado mediante fornecimento de energia elétrica, nos valores especificados no contrato, a partir de maio de 2021.

Em junho de 2016, a CEMIG GT efetuou um adiantamento a Renova Comercializadora de Energia S.A. no valor de R$ 94 milhões no âmbito do Contrato de Compra de Energia e, naquele momento assinou um contrato de garantia de 100% das ações da Enerbrás S.A. e 100% das ações das empresas de propósito específico da Fase B do Projeto Alto Sertão III em nome da CEMIG GT. Foi também outorgada uma opção de compra em favor da CEMIG GT de 100% das ações da Enerbrás S.A.

Foi celebrado um Contrato de Opção de Compra, o qual possibilitará a CEMIG GT converter o montante total antecipado em participação acionária na Alto Sertão Participações S.A., ou Alto Sertão, controladora das empresas que compõem o projeto Alto Sertão III - Fase A, sendo que tal participação poderá ser de até 49,9% das ações de emissão da Alto Sertão e um Contrato de Alienação Fiduciária de 100% das ações de emissão da Bahia Holding S.A. e de 49% das ações de emissão da Ventos de São Cristóvão Energias Renováveis S.A., detentoras de projetos eólicos da Renova. O exercício da opção de compra está condicionado à anuência prévia do BNDES. A liquidação das operações de opção de compra de ações acima referida exigirá a prévia aprovação do BNDES, do Banco do Brasil S.A., quando aplicável, da ANEEL e do CADE.

Ajuste referente à redução ao valor recuperável (impairment) em investimentos

Em 2016, a CEMIG registrou um ajuste por redução no valor de investimentos de R$ 763 milhões referente ao seu investimento na Renova. A Renova sofreu perdas num total de R$ 1.101 bilhão no exercício findo em 31 de dezembro de 2016; possuía um capital de giro negativo de R$ 3.211 bilhões em 31 de dezembro de 2016 e apresentava geração de fluxo de caixa negativo. As principais razões para estes dados financeiros negativos são: (i) compras de energia que a Renova foi obrigada a efetuar para cumprir compromissos assumidos anteriormente devido ao atraso da entrada em operação de certos parques eólicos; (ii) investimentos substanciais que a Renova realizou na construção da usina eólica do Alto Sertão III; (iii) um atraso na obtenção de financiamento de longo prazo junto ao BNDES; (iv) descumprimento, por parte da Renova de determinadas condicionantes contratuais e não obtenção da aprovação por parte de credores em 2016, o que resultou em certas dívidas de longo prazo passarem a ser classificadas como Passivo Circulante; e (v) perdas resultantes da operação da Terraform. Além disso, atualmente a Renova está em atraso em certos pagamentos e em negociações com credores referentes a vários contratos. Em decorrência disto, visando reequilibrar sua liquidez e sua estrutura de geração de caixa, a administração da Renova vem adotando diversas medidas, tais como a venda de ativos, a redução da estrutura administrativa e operacional, bem como de custos administrativos, um maior comprometimento dos acionistas com o apoio financeiro, contratação de financiamentos de longo prazo junto ao BNDES, iniciando projetos de equalização de fluxo de caixa e buscando o consentimento dos credores para reclassificar certos débitos de curto prazo como passivos não circulantes.

No âmbito da sua estratégia visando restaurar o equilíbrio da sua estrutura de capital e a sustentabilidade dos negócios em longo prazo, em 18 de abril de 2017, a Renova, a Renovapar S.A. e a AES Tietê Energia S.A., com a Nova Energia Holding S.A., ou Nova Energia, na qualidade de interveniente anuente, firmaram um Contrato de Venda de Participação no Complexo Eólico do Alto Sertão II. Por esse contrato, a AES se compromete a adquirir 100% das ações da Nova Energia por R$ 600 milhões. A Nova Energia controla a subholding Renova Eólica Participações S.A., que detém 100% das 15 sociedades de propósito específico que compõem o Complexo Eólico do Alto Sertão II. O valor total da operação poderá alcançar a importância de até R$ 700 milhões a título de earn-out, sendo que metade deste valor adicional, ou seja, R$ 50 milhões, ficará retido em uma conta de garantia (escrow account) e seu pagamento está condicionado ao desempenho do Complexo Alto Sertão II, apurado após um período de cinco anos contados da data do fechamento da operação. O fechamento da transação está sujeito a certas condições precedentes previstas no contrato, incluindo a aprovação por órgãos governamentais e credores.

Para maiores informações, veja Nota 15 das nossas Demonstrações Financeiras.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica, ou TAESA

Em 13 de abril de 2016, a TAESA foi a vencedora da disputa pelo Lote P do Leilão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 013/2015, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. O Lote P é composto por 90 km de linhas de transmissão e duas subestações no Estado de Tocantins. A ANEEL outorgará a TAESA o direito de explorar as concessões por 30 anos. A TAESA não ofereceu desconto em relação ao Lote P RAP definido pela ANEEL no edital do leilão, garantindo uma receita inicial de R$ 56 milhões.

Em 31 de agosto de 2016, o Conselho de Administração da CEMIG autorizou a monetização de até 40.702.230 units da TAESA correspondentes a 40.702.230 ações ordinárias e 81.404.460 ações preferenciais da TAESA, de propriedade da CEMIG.

Em 24 de outubro de 2016, a TAESA liquidou sua oferta restrita de 65.702.230 units (sendo cada unit, ou Certificado de Depósito de Ações, a representação de uma ação ordinária e duas ações preferenciais em circulação) a serem oferecidas e vendidas pelo Fundo de Investimento em Participações Coliseu, ou FIP Coliseu, e pela CEMIG. A Oferta Restrita foi uma oferta secundária, com esforços restritos de colocação de 65.702.230 units pertencentes aos Acionistas Vendedores, sendo 25.000.000 units pertencentes à FIP Coliseu e 40.702.230 units pertencentes à CEMIG, a um preço por unit de R$ 19,65.

Em 27 de dezembro de 2016, a TAESA recebeu a notificação enviada pelo Fundo de Investimento em Participações Coliseu e pelo Fundo de Investimento em Ações Taurus (em conjunto, "Vendedores"), informando a celebração de um Contrato de Compra de Ações com a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ("Contrato" e "Comprador", respectivamente) para a venda da totalidade de suas participações acionárias vinculadas ao bloco de controle da TAESA, representando, conjuntamente, 26,03% das ações ordinárias e 14,88% do capital social total da TAESA, pelo valor total de R$ 1.055.932.217,19.

Alterações no Acordo de Acionistas da Parati

No primeiro e segundo trimestres de 2016, registramos certas emendas ao acordo de acionistas da Parati. As principais alterações resultantes destas emendas são as seguintes:

1) O vencimento da opção de venda outorgada em 2011 pela CEMIG a favor dos cotistas de units da FIP Redentor, inicialmente prevista para ser exercida em 31 de maio de 2016 foi adiada e dividida em duas datas de exercício distintas:

a) Primeira janela de exercício: até o dia 23 de setembro de 2016, inclusive, e englobará apenas ações preferenciais de emissão da Parati, no limite de até 153.634.195, representativas de 14,30% da totalidade detidas pelos demais acionistas diretos. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG deverá efetuar o pagamento até 30 de novembro de 2016.

b) Segunda janela de exercício: até o dia 23 de setembro de 2017, inclusive, e poderá englobar a totalidade das ações de emissão da Parati, sendo independente do exercício ou não da opção de venda na primeira janela de exercício. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG deverá efetuar o pagamento até 30 de novembro de 2017.

2) Foram incluídas novas provisões para possibilitar a aceleração da janela de exercício da opção de venda caso a CEMIG não cumpra determinadas cláusulas do acordo de acionistas, permitindo que qualquer acionista direto apresente à CEMIG um aviso de aceleração da opção de venda, momento em que a opção será considerada exercida por todos os acionistas diretos, sobre a totalidade de suas ações.

3) Para garantir o pagamento integral da opção de venda a CEMIG ofereceu aos seus detentores, em 31 de maio de 2016: Units detidas diretamente pela CEMIG na TAESA, representando 55.234.637 de ações ordinárias e 110.469.274 de ações preferenciais, e como garantia adicional, 26,06% (53.152.298 ações) que a CEMIG detém diretamente na Light.

4) Em 2016, houve uma simplificação empresarial em relação ao investimento indireto da CEMIG na Light, como a rescisão da FIP Redentor, a incorporação da Redentor Energia S.A. pela Rio Minas Energia Participações S.A., ou RME, a dissolução total da Parati, através da qual a CEMIG, o Santander (Brasil) S.A., a BV Financeira S.A., o BB - Banco de Investimento S.A. e o Banco BTG Pactual passaram a ser acionistas diretos da RME e da Luce Empreendimentos e Participações S.A., ou Lepsa, portadores dos mesmos direitos, obrigações e participações detidas pela Parati. A CEMIG também adquiriu as participações acionárias do Banco BTG Pactual S.A. da RME e da Lepsa em 2016. Foram celebrados instrumentos para formalizar as devidas alterações nos direitos e obrigações referentes à Opção de Venda outorgada pela CEMIG aos Acionistas Diretos sobre as ações da Parati, para que tais direitos e obrigações recaiam sobre as ações de emissão da RME e da Lepsa, uma vez que essas sociedades recebem todo o acervo cindido decorrente da cisão total de sua controladora e única acionista, a Parati.

5) A opção de venda poderá ser exercida pelos acionistas diretos da RME e Lepsa.

A seguir, descrevem-se certas atividades relacionadas a subsidiárias, controladas em conjunto e associadas durante o exercício de 2017:

Possível oferta de ações pela Light

A Light está considerando uma oferta pública primária de suas ações, que também pode ter uma parcela secundária. Essa oferta pode resultar em diluição da participação da CEMIG na Light.

Alienação de Parques Eólicos pela Renova

Em 18 de abril de 2017, foi firmado um Contrato de Compra de Ações visando a venda do Complexo Eólico Alto Sertão II. As partes do Contrato são a Renova Energia S.A., ou Renova, empresa afiliada à CEMIG, a Renovapar S.A. e a AES Tietê Energia S.A., com a Nova Energia Holding S.A. como parte autorizada.

Por esse contrato, a AES se compromete a adquirir 100% das ações da Nova Energia por R$ 600 milhões. A Nova Energia controla a subholding Renova Eólica Participações S.A., que detém 100% das 15 sociedades de propósito específico que compõem o Complexo Eólico do Alto Sertão II.

O fechamento da transação está sujeito a certas condições precedentes previstas no Contrato, incluindo a aprovação por órgãos governamentais e credores.

A administração da Renova ressalta que a transação está alinhada com o seu novo direcionamento estratégico, que objetiva: (i) reequilíbrio do saldo de sua estrutura de capital; e (ii) sustentabilidade do negócio a longo prazo.

Investimento na usina de Belo Monte através da Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte

A Amazônia Energia S.A. e a Aliança Norte são acionistas da NESA, sociedade titular da concessão de uso de bem público para exploração da UHE Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará.

A participação indireta da CEMIG GT na NESA, através das controladas em conjunto mencionadas acima, é de 11,74%.

A NESA ainda exigirá fundos significativos para custos organizacionais, de desenvolvimento e pré-operacionais para a conclusão da usina. De acordo com estimativas e previsões, estes custos serão reembolsados pelas receitas de operações futuras.

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, se abstenha de 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". O valor da perda estimada em Belo Monte até 31 de dezembro de 2016 é de R$ 74 milhões.

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 continua comprando a energia no mercado de curto prazo para evitar quaisquer penalidades futuras.

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.

Em 7 de março de 2016, o Ministério Público Federal ajuizou ação civil pública contra, entre outros, a NESA e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA, solicitando a suspensão da licença operacional ambiental emitida para a usina de Belo Monte até que a NESA cumprisse os compromissos contidos na licença ambiental preliminar referentes à construção de certa infraestrutura de água e esgoto na cidade de Altamira, no Pará. Em 2 de setembro de 2016, o Tribunal Regional Federal da cidade de Altamira deferiu parcialmente a liminar solicitada pelo Ministério Público Federal e suspendeu a licença ambiental. A NESA e os demais réus interpuseram oportunamente recursos ante o Tribunal Federal Regional da 1ª Região e inicialmente obtiveram a interrupção da suspensão. No entanto, em 6 de abril de 2017, de acordo com as informações disponíveis em seu site, o Tribunal Federal reverteu sua decisão e restabeleceu a suspensão. A NESA e os outros réus ainda não foram formalmente informados da decisão. A decisão não é definitiva e outros recursos podem ser interpostos ante tribunais superiores.

Investigação - As Centrais Elétricas Brasileiras S.A

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobras, detém participação de 49,98% no capital social da NESA e contrataram um escritório de advocacia especializado para realizar uma investigação interna independente com o propósito de apurar eventuais irregularidades em empreendimentos em que possuam participação, incluindo a NESA. A Eletrobras foi motivada a iniciar esta investigação por conta de certas investigações realizadas pelo Ministério Público em relação a irregularidades envolvendo alguns dos empreiteiros e fornecedores em investimentos em que a Eletrobras era acionista, incluindo certos empreiteiros e fornecedores da NESA.

Os relatórios finais da investigação independente interna incluem certos achados com impactos estimados nas demonstrações financeiras da NESA. Foi descoberto que certos contratos com alguns empreiteiros e fornecedores do projeto UHE Belo

Monte contém impactos estimados de 1% do preço de um contrato. Os relatórios também incluíam estimativas de determinados montantes fixos, contemplando, entre outras coisas, subornos e atividades de manipulação de licitação que eram consideradas de natureza ilegal.

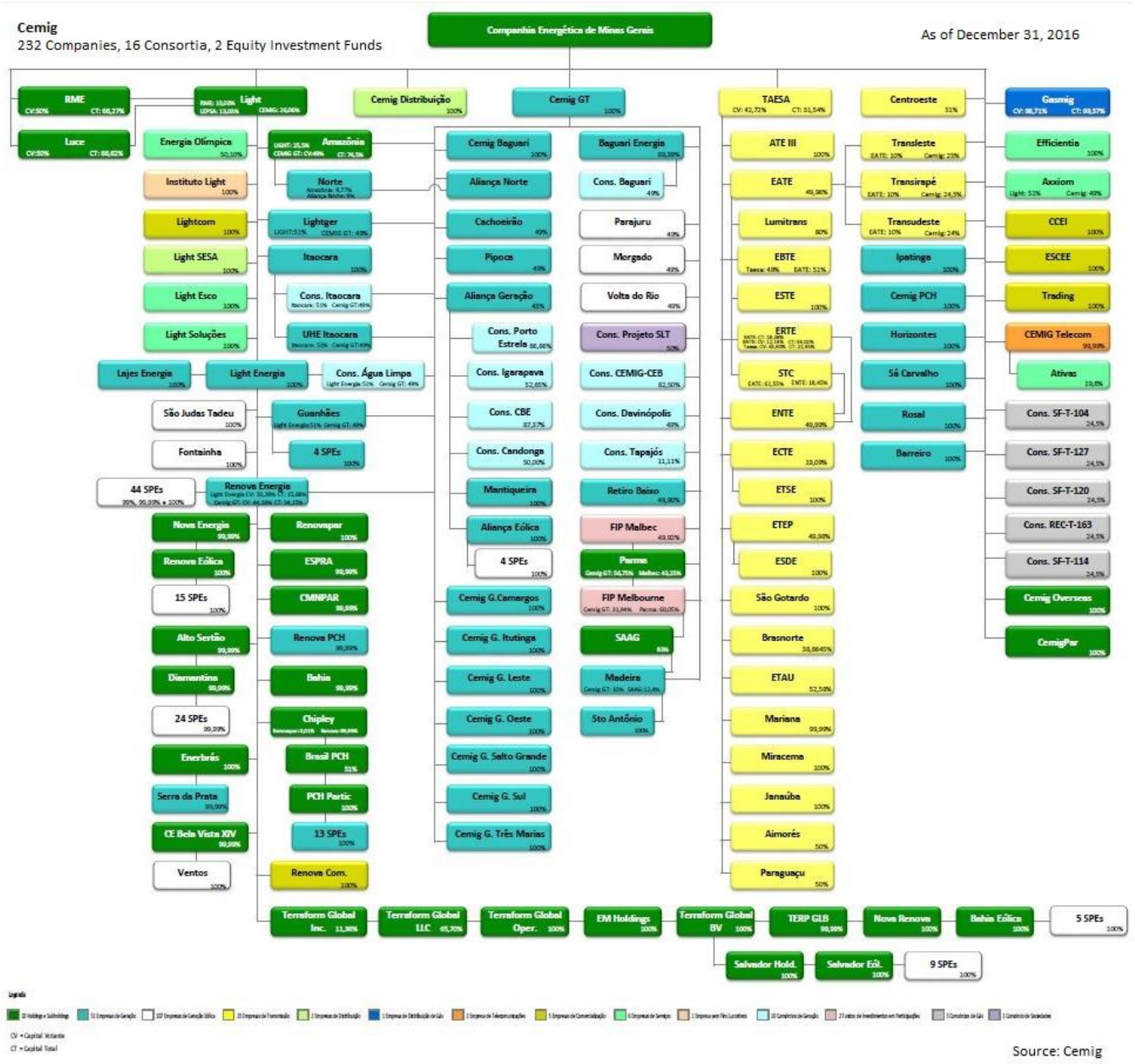
Com base nas conclusões e resultados identificados pela investigação interna independente, a Administração da NESA avaliou o IAS 16 – Ativos e Equipamentos e concluiu que, o montante de R$ 183 milhões atribuíveis a eventual superfaturamento devido a subornos e/ou para licitações fraudulentas e atividades 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 impróprios 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 milhões, 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 resultado desse ajuste pela NESA, em 31 de dezembro de 2015, reconhecemos um ajuste no valor de R$ 23 milhões em Investimentos com ajuste de contrapartida na conta Resultado em subsidiárias pelo método de equivalência patrimonial. Dos R$ 23 milhões, R$ 21 milhões decorrem do ajuste feito por nossa subsidiária CEMIG GT e R$ 2 milhões decorrem do ajuste feito pela Light, de acordo com as especificações do IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro.

As empresas incorporadas no Brasil abaixo descritas abaixo são nossas principais subsidiárias e associadas. As sociedades controladas em conjunto foram registradas pelo método da equivalência patrimonial:



As principais subsidiárias e controladas em conjunto da CEMIG Holding incluem:

- CEMIG Geração e Transmissão S.A., ou CEMIG GT – 100% de participação: atua na geração e transmissão de energia elétrica;
- CEMIG Distribuição S.A., ou CEMIG D – 100% de participação: opera na distribuição de energia elétrica;
- Companhia de Gás de Minas Gerais, ou Gasmig – 99,57% de participação: adquire, transporta, distribui e vende gás natural;
- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., ou TAESA – controlada em conjunto, com participação direta de 42.72% no seu capital social total e 31.54% no capital votante: construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica em 18 estados do Brasil;
- Light S.A., ou Light – controlada em conjunto, com participação direta de 26,06% e indireta de 17,32% do total de seu capital: geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica e outros serviços relacionados; participação em outras sociedades desse ramo, direta ou indiretamente; e
- Renova Energia S.A., ou Renova – controlada em conjunto, com participação direta de 34,15% do capital social total e 44,18% do capital social votante. Sociedade de capital aberto, atua no desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes renováveis – eólica, pequenas centrais hidrelétricas, ou PCHs, e solar, na comercialização de energia e atividades relacionadas. A Renova é detentora do maior complexo eólico da América Latina, localizado na Região Central da Bahia; e
- Aliança Geração de Energia S.A., ou Aliança – controlada em conjunto, com participação direta de 45% do capital social e votante. Sociedade de capital fechado, atua como uma plataforma de consolidação de ativos de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica.

Plano Estratégico de Longo Prazo

Nossa visão e objetivo em consolidar nossa posição como o maior grupo do setor de energia elétrica do Brasil, com presença no setor de gás natural, tornando-se líder mundial em sustentabilidade, admirado pelos clientes e reconhecido por nossa solidez e desempenho estava passando por um processo de revisão.

A revisão em curso sinaliza nosso objetivo em ser líder na indústria de energia elétrica na criação de valor sustentável através do aumento da produtividade e do crescimento saudável até 2020.

Possuímos os seguintes objetivos a fim de concretizar nosso objetivo de seguir o nosso Plano Estratégico de Longo Prazo:

- Lutar para ser líder nacional nos mercados em que atuamos;
- Lutar pela eficiência operacional na gestão de ativos;
- Ser uma das companhias mais atraentes para os investidores;
- Ser uma referência em gestão empresarial e governança;
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para a nossa atividade;
- Ser uma referência em sustentabilidade social, econômica e ambiental.

Investimentos de Capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, em milhões de reais, foram os seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
Rede de distribuição	1.460	885	792
Geração de Energia (1)	3.133	577	2.995
Rede de transmissão (2)	54	146	80
Outros	219	105	549

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
Total dos investimentos de capital (3).....	4.866	1.713	4.416

(1) Inclui adições em ativos financeiros de geração no montante de R$ 2.217 milhões.
(2) Inclui adições em ativos financeiros de transmissão no montante de R$ 54 milhões.
(3) As despesas de capital são apresentadas em nossa Demonstração de Fluxo de Caixa em linhas de conta relacionadas a Ativos Financeiros, Aquisição de participação acionária, aumento de capital sobre investidas, ativo imobilizado, aquisição de subsidiárias – Gasmig e ativos intangíveis.

Em 2017, planejamos realizar investimentos de capital em relação ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R$ 1.373 milhões, correspondentes ao nosso programa básico (programas com cobertura tarifária). Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R$ 490 milhões para aportes em subsidiárias para o período de 2017, visando atender necessidades de capital específicas.

Os montantes planejados para o ano de 2017 não incluem investimentos em aquisições e outros projetos não remunerados pelo poder de concessão, que não são reconhecidos nos cálculos de tarifas feitos pela ANEEL.

Visão Geral do Negócio

Geral

Nosso negócio está relacionado à geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica, distribuição de gás, telecomunicações e fornecimento de soluções energéticas.

A CEMIG

Atuamos nas operações de compra e venda de energia elétrica por meio de nossas subsidiárias. O volume total de recursos de energia elétrica totalizou 80.774 GWH em 31 de dezembro de 2016 ou uma redução de 3,6% em relação a 2015 que totalizou 83.750 GWh ou uma redução de 6,8% em relação a 2014. A quantidade de energia que produzimos em 2016 totalizou 9.461 GWh ou uma redução de 35% em relação a 2015, que totalizou 14.665 GWh, uma redução de 41% em relação a 2014. A quantidade de energia que compramos em 2016 totalizou 71.313 GWh ou 3% a mais que em 2015, que totalizou 69.085 GWh, 6% a mais que em 2014. Esses números incluem 5.921 GWh de energia comprada de Itaipu em 2016 e 6.190 GWh em 2015, e através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, e 65.392 GWh de outras companhias em 2016 e 62.896 GWh.

A energia comercializada em 2016 totalizou 80.744 GWh, uma redução de 3,6% em relação à comercializada em 2015, e 56% dessa quantidade (45.322 GWh) foi vendida aos consumidores finais, regulados e livres. A energia comercializada em 2015 foi de 83.750 GWh, uma redução de 6,8% em relação à comercializada em 2014, e 58% dessa quantidade (48.710 GWh) foi vendida aos consumidores finais, regulados e livres.

O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2016 foi de 6.723 GWh, o que corresponde a 8% dos recursos totais e 4% superior às perdas de 2015 (6.461 GWh). O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2015 foi de 6.461 GWh, o que corresponde a 78% dos recursos totais e 3% superior às perdas de 2014 (6.282 GWh).

A tabela abaixo mostra a repartição dos recursos e requisitos energérticos da CEMIG comercializados nos últimos três anos:

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG

(GWh)	**2016**	**2015**	**2014**
		(em GWh)	
FONTES	**80.774**	**83.750**	**89.856**
Energia elétrica gerada pela CEMIG.....	8.852	14.068	22.983
Energia elétrica gerada por autoprodutores.....	-	-	632
Energia elétrica gerada pela Ipatinga	-	-	247
Energia elétrica gerada pela Barreiro	4	54	80
Energia elétrica gerada pela Cachoeirão	69	51	-
Energia elétrica gerada pela Sá Carvalho.....	238	207	252
Energia elétrica gerada pela Horizontes.....	69	62	63
Energia elétrica gerada pela CEMIG PCH.....	94,2	63,2	49,3
Energia elétrica gerada pela Rosal Energia	134	97	190

(GWh)	2016	2015	2014
Energia elétrica gerada pela Amador Aguiar	-	62	401
Energia elétrica comprada da Itaipu	5.921	6.190	6.255
Energia elétrica comprada da CCEE e outras empresas	65.392	62.896	58.704
REQUISITOS	**80.744**	**83.750**	**89.856**
Energia elétrica entregue a consumidores finais	45.322	48.710	52.505
Energia elétrica entregue a autoprodutores	-	10	967
Energia elétrica entregue pela Ipatinga	-	-	247
Energia elétrica entregue pela Barreiro	8	63	93
Energia elétrica entregue pela Cachoeirão	133	131	-
Energia elétrica entregue pela Sá Carvalho	473	472	472
Energia elétrica entregue pela Horizontes	76	76	80
Energia elétrica entregue pela CEMIG PCH	82	82	99
Energia elétrica entregue pela Rosal Energia	202	201	263
Energia elétrica entregue à CCEE e outras empresas	27.754	27.543	28.848
Perdas (1)	6.723	6.461	6.282

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (525 GWh em 2016) e ao consumo interno das usinas de geração.

Geração

O negócio de geração de energia elétrica consiste na geração de energia elétrica através do uso de fontes de energia renováveis (água, vento, sol e biomassa), ou fontes não renováveis (combustíveis fósseis e nucleares).

De acordo com a ANEEL, em 31 de dezembro de 2016, fomos o quinto maior grupo de geração de energia elétrica no Brasil com base na capacidade instalada total. A partir dessa data, geramos energia em mais de 100 instalações de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ou PCHs, e Usinas Hidrelétricas de Energia, ou UHE, usinas termelétricas e solares, com capacidade instalada total de mais de 8.000 MW, com usinas presentes em 10 estados do Brasil. A grande maioria de nossa capacidade é gerada em usinas hidrelétricas (96% da capacidade instalada), sendo o restante gerado por usinas térmicas e parques eólicos. Nossas dez principais usinas representaram mais de 70% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2016.

Classificação (Capacidade instalada)	Usina de Geração de Energia	Participação das empresas do Grupo CEMIG	Grupo Restrito / Não Restrito nesta oferta	Capacidade instalada (MW)	Início da Operação Comercial Operações	Fim da Autorização de Concessão	Tipo de Usina de Energia	Participação da CEMIG
1	São Simão	CEMIG GT	Restrito	1.710,0	1978	11/01/2015*	UHE	100%
2	Emborcação	CEMIG GT	Restrito	1.192,0	1982	23/07/2025	UHE	100%
3	Santo Antônio	SAESA	Irrestrito	646,9	2012	12/06/2043	UHE	18,13%
4	Nova Ponte	CEMIG GT	Restrito	510,0	1994	23/07/2025	UHE	100%
5	Jaguara	CEMIG GT	Restrito	424,0	1971	28/08/2013*	UHE	100%
6	Miranda	CEMIG GT	Restrito	408,0	1998	23/12/2016*	UHE	100%
7	Irapé	CEMIG GT	Restrito	399,0	2006	28/02/2035	UHE	100%
8	TRÊS MARIAS	CEMIG G. TRÊS MARIAS	Restrito	396,0	1962	04/01/2046	UHE	100%
9	Volta Grande	CEMIG GT	Restrito	380,0	1974	23/02/2017*	UHE	100%
10	Belo Monte	Norte Energia	Irrestrito	334,7		26/08/2045	UHE	12,77%

* Pendente de renovação. Veja "Processos Judiciais e Administrativos - Assuntos Regulatórios".

Subtotal: Top 10	**6.400,6**
Total (Todas as Usinas):	**8.310,8**

Transmissão

O negócio de transmissão de energia elétrica consiste em transportar energia elétrica das instalações onde é gerada para pontos de consumo, redes de distribuição e consumidores livres (que são consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW de fontes alternativas energéticas, como vento, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas). Sua receita depende diretamente da disponibilidade de seus ativos. A rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia e subestações com nível de tensão igual ou superior a 230kV, e integra a Rede Brasileira (Sistema Interligado Nacional, ou SIN), regulamentado pela ANEEL e operado pelo ONS. Veja "O Setor Elétrico Brasileiro". Em 31 de dezembro de 2016, a CEMIG GT e outras redes de transmissão da CEMIG possuíam aproximadamente 7.564 quilômetros de linhas, conforme segue:

Classificação	CEMIG GT	Outras Empresas do Grupo CEMIG (proporcional à participação da CEMIG na concessão pertinente)
> Linhas de 525 kV	-	138 quilômetros
Linhas de 500 kV	2.180 quilômetros	1.378 quilômetros
Linhas de 440 kV	-	158 quilômetros
Linhas de 345 kV	1.976 quilômetros	106 quilômetros
Linhas de 230 kV	769 quilômetros	782 quilômetros
Linhas de 220 kV	-	-
Total	**4.926 quilômetros**	**2.562 quilômetros**

Distribuição

Dentro do Grupo CEMIG, as atividades de distribuição elétrica são conduzidas por uma subsidiária integral, a CEMIG Distribuição, ou CEMIG D, além da Light S.A., ou Light, na qual a CEMIG possui participação direta e indireta de 43,38%.

A CEMIG D possui quatro contratos de concessão de distribuição de energia elétrica de serviço público no Estado de Minas Gerais, concedendo direitos à operação comercial de serviços relacionados ao fornecimento de energia a consumidores no Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulada, ou ACR), nos municípios da sua área de concessão, incluindo os consumidores que possam ser elegíveis, nos termos da legislação, a se tornarem consumidores no mercado livre (Ambiente de Contratação Livre, ou ACL).

A área de concessão da CEMIG D cobre, aproximadamente, 567.475 km quadrados, ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2016, o sistema elétrico da CEMIG D compreendia 675.010 km de redes de distribuição, por meio das quais foram fornecidos 25.885 GWh para 8.259 milhões de consumidores regulados e transportou 17.382 GWh para 710 consumidores livres que usam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuído foi de 43.304 GWh, sendo 44,3% fornecidos aos consumidores industriais, 15,4% a consumidores comerciais, 23,3% a consumidores residenciais e 17% a outros consumidores.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, também nos dedicamos aos seguintes negócios: (i) telecomunicações, através de nossa subsidiária consolidada CEMIG Telecom; (ii) consultoria em soluções de energia para clientes brasileiros e internacionais, por meio de nossa subsidiária Efficientia S.A.; (iii) exploração de gás natural, através de cinco consórcios; (iv) venda e comercialização de energia elétrica, através da estruturação e intermediação de transações de compra e venda, comercializando energia elétrica no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais CEMIG Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. e CEMIG Comercializadora de Energia Incentivada S.A; (v) aquisição, transporte e distribuição de gás combustível ou de subprodutos e derivados através da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig); e (vi) soluções de tecnologia e sistemas para gestão operacional de concessionárias de serviços públicos, incluindo empresas de energia elétrica, de gás, de água e esgoto e demais empresas de utilidades pela Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.

Fontes de Receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuídas a cada uma de nossas principais fontes de receita, em milhões de reais, nos períodos indicados:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	20.458	20.319	14.922
Receita do fornecimento no atacado a outras concessionárias	2.972	2.207	2.310
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A), e de Outros Componentes Financeiros	(1.455)	1.704	1.107
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	1.705	1.465	855
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão	312	261	557
Receitas de indenização de transmissão	751	101	420
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	8	576	55
Receita de Atualização Financeira da Bonificação da Outorga	300	-	-
Receitas de construção	1.193	1.252	941
Transações em energia elétrica na CCEE	161	2.425	2.348
Fornecimento de Gás	1.444	1.667	422
Outras Receitas Operacionais	1.421	1.440	1.284
Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita	(10.497)	(11.549)	(5.626)
Total das receitas operacionais líquidas	18.773	21.868	19.595

Geração e Comércio de Energia

Visão Geral

As dez maiores usinas da CEMIG representaram mais de 70% de sua capacidade instalada de geração de energia elétrica em 2016.

Classificação (Capacidade instalada)	Usina de Geração de Energia	Participação das empresas do Grupo CEMIG	Grupo Restrito / Não Restrito nesta oferta	Capacidade instalada (MW)	Início da Operação Comercial Operações	Fim da Autorização de Concessão	Tipo de Usina de Energia	Participação da CEMIG
1	São Simão	CEMIG GT	Restrito	1.710,0	1978	11/01/2015*	UHE	100%
2	Emborcação	CEMIG GT	Restrito	1.192,0	1982	23/07/2025	UHE	100%
3	Santo Antônio	SAESA	Irrestrito	646,9	2012	12/06/2043	UHE	18,13%
4	Nova Ponte	CEMIG GT	Restrito	510,0	1994	23/07/2025	UHE	100%
5	Jaguara	CEMIG GT	Restrito	424,0	1971	28/08/2013*	UHE	100%
6	Miranda	CEMIG GT	Restrito	408,0	1998	23/12/2016*	UHE	100%
7	Irapé	CEMIG GT	Restrito	399,0	2006	28/02/2035	UHE	100%
8	Três Marias	CEMIG G. TRÊS MARIAS	Restrito	396,0	1962	04/01/2046	UHE	100%
9	Volta Grande	CEMIG GT	Restrito	380,0	1974	23/02/2017*	UHE	100%
10	Belo Monte	Norte Energia	Irrestrito	334,7		26/08/2045	UHE	12,77%

* Pendente de renovação. Veja "Processos Judiciais e Administrativos - Assuntos Regulatórios".

Subtotal: Top 10	**6.400,6**
Total (Todas as Usinas):	**8.310,8**

O mercado da CEMIG consiste na venda de energia para:

(i) Consumidores regulados pela CEMIG, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;

(ii) Consumidores livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;

(iii) Outros agentes do setor elétrico (comercializadores, geradores e produtores independentes de energia), também no Mercado Livre;

(iv) Distribuidores no Mercado Regulado; e

(v) CCEE (eliminando transações existentes entre as empresas do grupo CEMIG).

As transações realizadas no ano de 2016 totalizaram 80.760 MWh, uma redução de 3,6% em comparação com os 83.750 MWh em 2015.

Ativos de Geração

Em 31 de dezembro de 2016, as subsidiárias e controladas em conjunto da CEMIG Holding operavam 121 usinas, totalizando 8.201 MW. Esses números fazem do Grupo CEMIG o quinto maior grupo gerador de energia elétrica no Brasil por capacidade instalada total, de acordo com a ANEEL.

A capacidade total de geração instalada da CEMIG cresceu constantemente nos últimos 5 anos.

Constituímos subsidiárias integrais no Estado de Minas Gerais e em outros Estados do Brasil, para operarmos algumas de nossas instalações de geração de energia e deter as respectivas concessões.

Em 2016, a CEMIG GT incorporou as empresas descritas no parágrafo abaixo, nas quais possui 100% do patrimônio líquido, para realizar os contratos de concessão de 18 usinas hidrelétricas vencidas no leilão do ano anterior: CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A. O total da capacidade de geração instalada garantida no portfólio da CEMIG GT foi de 699 MW.

As empresas de geração em que a CEMIG GT tem participação conjunta são:

- Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Plataforma de crescimento e consolidação de ativos de geração detidos pela CEMIG GT e pela Vale (55%). Os ativos envolvidos na constituição da Aliança incluem as usinas hidrelétricas Aimorés e Funil e referem-se aos seguintes consórcios de geração: Porto Estrela, Igarapava, Capim Branco e Candonga. Além das usinas hidrelétricas em operação, existem quatro parques eólicos, que compõem o Complexo Eólico Santo Inácio no Nordeste do Brasil, em fase de implementação. A empresa possui capacidade instalada hídrica de 1.158 MW em operação, dentre outros projetos de geração, e é responsável por investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica.

- Aliança Norte Energia Participações S.A. (49%) – Em conjunto com a Vale, a empresa detém 9% de participação da Norte Energia S.A. correspondente a uma participação indireta de 4,41%, representando uma capacidade instalada de 495 MW.

- Amazônia Energia Participações S.A. (Capital Votante de 49% e Capital Total de 74,5%) – em conjunto com a Light S.A (25,5%), possui 9,77% da empresa Norte Energia S.A., titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará, representando uma capacidade instalada de 818 MW detida diretamente pela CEMIG GT.

- Baguari Energia S.A. (69,39%) – A empresa opera a Usina Hidrelétrica de Baguari através do Consórcio de Hidrelétricas de Baguari, juntamente com Furnas Centrais Elétricas S.A. (30,61%). A Baguari Energia S.A. possui 49% da usina em parceria com a Neoenergia, que detém o 51% restantes, por meio da Baguari I Geração de Energia Elétrica.

- Retiro Baixo Energética S.A. (49,9%) – Detém a concessão para a exploração da Usina Hidrelétrica de Retiro Baixo, localizada no baixo curso do rio Paraopeba, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 83.7 MW e energia assegurada de 38.5 MW.

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente através da PCH Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Santa Maria Energética.

- Hidrelétrica Pipoca S.A. (49%) – 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. Os outros 51% são detidos pela Asteri Energia S.A.

- Lightger S.A. (49%) — 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, no Estado do Rio de Janeiro. Os 51% restantes são controlados pela Light.

- Madeira Energia S.A, ou MESA (10%) – A MESA detém participação de 100% na empresa Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A participação indireta da CEMIG GT na MESA é de 8,13% e realiza-se através das seguintes empresas: SAAG, FIP Melbourne (31,94%), Parma (56,75%) and FIP Malbec (49,92%).

- Central Eólica Praias de Parajuru (49%) – Um parque eólico localizado no litoral de Beberibe, no Estado do Ceará, no norte do Brasil. Os outros 51% são controlados pela Energimp S.A.

- Central Eólica Praias do Morgado S.A. (49%) – Também localizado no litoral norte brasileiro, este parque eólico está localizado em Acaraú, no Estado do Ceará. Os outros 51% são detidos pela Energimp S.A.

- Central Eólica Volta do Rio (49%) – Este é o terceiro de um grupo de três parques eólicos localizados no litoral do Ceará e também no município de Acaraú. Os outros 51% são controlados pela Energimp S.A.

A CEMIG Holding também possui participações societárias em entidades controladas em conjunto que operam ativos de geração energética. Estes incluem:

- Light (26,06%) - Detém (25,5%) da Amazônia Energia Participações S.A., (51%) da Lightger S.A. e (100%) da Itaocara Energia Ltda. A Light Energia tem investimentos em diversas entidades controladas em conjunto – por exemplo: 51% da Guanhães Energia S.A.; 20,28% das ações com direito a voto e 15,68% das ações da Renova; e 100% da Lajes Energia S.A., São Judas Tadeu e Fontainha. A Light possui uma capacidade instalada total de geração de 282 MW, e uma produção efetiva média de 210 MW. A Light está considerando uma oferta pública primária de suas ações, a qual poderá ter uma parcela secundária. Essa oferta pode resultar em diluição da participação da CEMIG na Light.

- Renova Energia S.A. (44,18% do capital votante e 34,15% do capital total) – Essa Companhia é o veículo de crescimento em energias renováveis e PCHs do grupo. No final de 2016 a Renova detinha mais de 1,97 GW de capacidade de energia comercializada, sendo que 386 MW já estavam em operação comercial. A CEMIG também detém uma participação indireta na Renova através da Light Energia (20,28% do capital votante e 15,68% do capital total).

Além disso, a CEMIG GT possui as seguintes participações em consórcios, a partir de 31 de dezembro de 2016:

- Usina Hidrelétrica Queimado — Detemos 82,5% de participação e nossa parceira nesse projeto é a CEB Participações S.A., ou CEBPar, uma subsidiária da Companhia Energética de Brasília, ou CEB, uma companhia elétrica estadual que detém uma participação de 17,5% na usina.

A CEMIG GT tem participação conjunta nas seguintes empresas com hidrelétricas em construção:

- Guanhães Energia S.A. (49%) – Essa Companhia detém 100% das PCHs Dores de Guanhães S.A., Senhora do Porto S.A., Jacaré S.A. e Fortuna II S.A., que são responsáveis pela construção e exploração comercial de quatro PCHs. A Light detém os 51% restantes da Guanhães Energia S.A.

- Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. (49%) – Produtor independente de energia, formado para construir e operar a Usina Hidrelétrica Itaocara I. A Itaocara Energy Ltd. (100% detida pela Light) detém os 51% restantes. Em 5 de julho de 2016, o contrato de concessão (Contrato de Concessão nº 01/2015) da Usina Hidrelétrica Itaocara I foi transferido do Consórcio UHE Itaocara para a Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.

Foram criados os seguintes consórcios para desenvolver projetos futuros:

- Usina Hidrelétrica Água Limpa – A CEMIG GT detém 49% de participação no empreendimento e nossa parceira, a Light, detém os 51% restantes. Este consórcio foi criado para conduzir um estudo de viabilidade do projeto. Considerando que a licença preliminar para esta usina hidrelétrica não será emitida e o leilão não será realizado, este consórcio será dissolvido.

- Usina Hidrelétrica de São Luiz do Tapajós – Consórcio do Projeto São Luiz do Tapajós (participação: 33.33%) foi criada para participar do leilão da ANEEL para a construção e operação da usina. Nossos parceiros são: Eletrobrás, Eletronorte, CCCC S.A., Engie e Neoinvest (16,67% cada). Tendo em vista o fato de que o processo de licenciamento ambiental foi suspenso, não temos certeza quando o leilão da ANEEL será realizado.

- Usina Hidrelétrica Davinópolis – Este consórcio foi criado para conduzir em parceria com a Neoenergia (51%) para realização de estudo de viabilidade do projeto. A CEMIG GT detém os 49% restantes de participação.

A seguir estão outras empresas nas quais a CEMIG Holding detém 100% do capital próprio:

- CEMIG PCH S.A. – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da PCH Pai Joaquim.

- Horizontes Energia S.A. – Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, através das PCHs Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina.

- Rosal Energia S.A. – concessionária operando através da Usina Hidrelétrica Rosal, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

- Sá Carvalho S.A. – Produção e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, através da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho.

- Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Uma produtora independente que operava 12,9 MW da usina termelétrica Barreiro, por meio da implantação e exploração da empresa metalúrgica V & M do Brasil S.A. ("Vallourec & Mannesmann"), em Belo Horizonte, Minas Gerais. A UTE Barreiro encerrou a produção de energia no segundo semestre de 2016 e, no final do ano, foi vendida à Vallourec & Mannesmann.

Parques Eólicos

Os parques eólicos se tornaram um dos meios mais promissores de geração de energia no Brasil. Além de seu reduzido impacto ambiental, esta fonte de energia é completamente renovável e amplamente disponível no Brasil, de acordo com diversos estudos de potencial eólico. Seu rápido desenvolvimento técnico durante as décadas recentes, resultaram em custos cada vez mais baixos por MWh em comparação com outros meios de geração de energia. A CEMIG monitorou e acompanhou a rápida evolução da geração de energia eólica e sua inclusão na carteira de energia brasileira.

A CEMIG GT tem participação conjunta nas seguintes empresas com parques eólicos em implantação:

- Central Eólica Praia do Morgado S.A., Central Eólica Praias de Parajuru S.A e Eólica Central Praia do Morgado S.A (49%) – Parques eólicos localizados no Estado do Ceará com capacidade instalada total de 99,6 MW.

- Renova (34,15% das ações com direito a voto e 44,18% do capital total) – No final de 2016, a Renova tinha 386 MW de potência eólica distribuída entre 15 parques eólicos operacionais. A CEMIG Holding também detém uma participação indireta na Renova através da Light, que possui um capital votante de 20,28% e capital total de 15,68%.

- Aliança (45%) – Quatro parques eólicos, que compõem o Projeto Eólico Santo Inácio, estão em fase de implementação. O projeto, localizado em Icapuí, no Estado do Ceará, terá capacidade elétrica de 98,7 MW.

Expansão da Capacidade de Geração

Atualmente estamos envolvidos na construção de sete usinas hidrelétricas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II, Jacaré, Itaocara, Santo Antônio e Belo Monte. Essas usinas aumentarão nossa capacidade instalada total de geração hidroelétrica em 2.176,65 MW para os próximos seis anos. A conclusão de algumas dessas plantas está atualmente sujeita a uma variedade de contingências, algumas das quais estão fora do nosso controle. Abaixo está uma breve descrição desses projetos:

Guanhães Energia S.A.: Possui quatro subsidiárias integrais – PCH Dores de Guanhães S.A., PCH Senhora do Porto S.A., PCH Jacaré S.A. e PCH Fortuna II S.A., responsáveis pela produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração de 4 PCHs. Três delas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré – estão no município de Dores de Guanhães; e uma, Fortuna II, está nos municípios de Virginópolis e Guanhães, todas no Estado de Minas Gerais. Todas terão uma capacidade total instalada de 44 MW. Os cronogramas de construção foram adiados devido a requisitos ambientais imprevisíveis do governo, bem como atrasos na obtenção de certos componentes mecânicos. Os atrasos decorrentes do consórcio de construção levaram a uma rescisão no contrato de construção e à reestruturação da execução do projeto, atualmente em andamento. Em 31 de dezembro de 2016 a CEMIG GT integralizou R$ 92,02 milhões neste projeto, proporcional à sua participação de 49% no empreendimento. A empresa é controlada em conjunto, sendo que a Light Energia detém os 51% restantes.

Madeira Energia S.A., ou MESA: A MESA é uma sociedade de propósito específico, ou SPE, criada para construir e operar a usina hidrelétrica de Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, município de Porto Velho, Rondônia, onde contará com uma capacidade de geração de 3.568 MW. A usina iniciou suas operações em março de 2012. A CEMIG GT detém 10% de participação direta na MESA e 8,13% de participação indireta. Em 31 de dezembro de 2016, o montante do ativo imobilizado proporcional à participação da CEMIG GT nesta subsidiária indireta era de R$ 4.068.445. A UHE Santo Antônio encerrou o ano de 2016 com 44 turbinas em operação, representando uma capacidade para gerar aproximadamente 3.150 MW de energia. Em dezembro de 2016, as 6 turbinas adicionais já estavam sendo testadas com uma previsão de operação comercial em janeiro de 2017, quando a usina atingirá sua capacidade total de 3.568 MW. O investimento total na usina será de mais de R$ 19,8 bilhões.

Norte Energia S.A., ou NESA: Desde outubro de 2011, a CEMIG GT detém 74,5% da sociedade de propósito específico, a Amazônia Energia Participações S.A., em parceria com a Light Energia que detém os 25,5% restantes. Por sua vez, a Amazônia Energia S.A. detém 9,77% da NESA, outra sociedade de propósito específico, que detém a concessão para implantar, operar e manter a Usina Hidrelétrica de Belo Monte. No final de dezembro de 2016, a usina estava aproximadamente 90% concluída. Ela está localizada no rio Xingu, na região Amazônia, no norte do Brasil. Quando estiver concluída – prevista para 2020, terá uma capacidade total de 11.233 MW e será uma das maiores usinas hidrelétricas do mundo. No final de 2016, o BNDES, juntamente com a Caixa Econômica Federal, e o Banco de investimento BTG Pactual, financiadores do empreendimento por meio de um empréstimo planejado de R$ 22,5 bilhões, liberaram o valor total de R$ 20,5 bilhões para a construção. Ainda no final de 2016, a CEMIG injetou cerca de R$ 1,37 bilhão nesse empreendimento. A UHE Belo Monte iniciou suas operações em 20 de abril de 2016. Veja o "Item 4. Informações sobre a Companhia – Investimento na usina de Belo Monte através da Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte". O empreendimento demanda um investimento total de R$ 35,8 bilhões (moeda corrente de dezembro de 2016).

Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.: Em 30 de abril de 2015, o Consórcio UHE Itaocara ("Consórcio"), no qual a CEMIG GT detém 49% e a Itaocara Energia Ltda., controlada pela Light, e detém 51%, conquistou a Itaocara I, uma hidrelétrica de 150 MW, a ser construída no rio Paraíba do Sul, entre os municípios de Itaocara e Aperibé, no Estado do Rio de Janeiro. A energia desta usina será entregue em 1º de janeiro de 2020, e o prazo de concessão será de 35 anos. Em 5 de julho de 2016, a ANEEL transferiu a concessão da usina Itaocara I do Consórcio para a Usina Hidrelétrica Itaocara S.A., sociedade de propósito específico detida pela CEMIG GT (49%) e Itaocara Energia Ltda (51%).

Transmissão

Visão Geral

O setor de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de energia elétrica gerados nas usinas para consumidores conectados diretamente à rede básica de transmissão, consumidores livres e empresas de distribuição. Nossa rede de transmissão é composta por linhas de transmissão e subestações abaixadoras com tensões variando de 230 kV a 500 kV.

Todos os usuários da rede básica, incluindo geradores, distribuidores, consumidores livres, dentre outros, celebram Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, ou CUST, com o ONS e efetuam pagamentos para todas as empresas de transmissão, por

disponibilizar a utilização de sua rede básica de transmissão de equipamento. Veja “O Setor Elétrico Brasileiro” e o “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

As tabelas a seguir apresentam informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Transmissão em km		
	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	2016	2015	2014
>525 kV			
500 kV	1.355	1.355	1.355
345 kV	1.228	1.228	1.228
230 kV	478	478	478
Total	**3.061**	**3.061**	**3.061**

	Capacidade de Transformação (1) das Subestações de Transmissão		
	Em 31 de dezembro de		
Subestações	2016	2015	2014
Número de subestações de transmissão (2)	37	37	36
MVA	17.573	17.168	16.718

(1) A capacidade de transformação refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.
(2) Não estão consideradas as subestações compartilhadas.

As tabelas a seguir apresentam informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão dos negócios em conjunto (subsidiárias e controladas da CEMIG) e são proporcionais à participação do Grupo CEMIG, nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Transmissão em km		
	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	**2016**	2015	2014
>525 kV	86	117	117
500 kV	856	1.289	1.290
440 kV	98	136	136
345 kV	66	67	67
230 kV	486	518	514
220 kV	0	62	62
Total	**1.592**	**2.189**	**2.210**

Controladas e Afiliadas da CEMIG - Transmissão

Empresa	**Número de subestações de transmissão**
TAESA	36 (6 próprias e 30 compartilhadas)
ATE III	4 (1 própria e 3 compartilhadas)
EATE	5 (1 própria e 4 compartilhadas)
Lumitrans	2 compartilhadas
EBTE	7 (2 próprias e 5 compartilhadas)
ERTE	3 (1 própria e 2 compartilhadas)
STC	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
ENTE	3 compartilhadas
ECTE	2 compartilhadas
ETSE	2 própria
ETEP	2 compartilhadas
ESDE	1 própria
São Gotardo	1 compartilhadas
Brasnorte	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
ETAU	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)

Controladas e Afiliadas da CEMIG - Transmissão

Empresa	Número de subestações de transmissão
Transleste	2 (1 própria e 1 compartilhada)
Transirapé	2 (1 própria e 1 compartilhada)
Transudeste	2 compartilhadas
Centroeste	2 compartilhadas

Ativos de Transmissão

LT 345 kV Montes Claros – Irapé (Companhia Transleste de Transmissão) – Em setembro de 2003, um consórcio formado pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica, ou ALUSA, com participação de 41%, Furnas, com participação de 24%, Orteng Equipamentos e Sistemas S.A., ou Orteng (participação de 10%), e CEMIG (participação de 25%), venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Montes Claros–Irapé. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transleste de Transmissão S.A., responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV conecta a subestação localizada em Montes Claros, cidade no norte de Minas Gerais, à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé, com uma extensão de aproximadamente 140Km. A linha começou a operar em dezembro de 2005. A concessão expira em fevereiro de 2034. Em 09 de outubro de 2013, a ANEEL consentiu a transferência de 10% da participação da Orteng para a Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A, ou EATE.

LT 345 kV Itutinga–Juiz de Fora (Companhia Transudeste de Transmissão) – Em setembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 25%, 10% e 24%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Itutinga–Juiz de Fora. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transudeste de Transmissão S.A., a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 145Km, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Itutinga a uma subestação localizada em Juiz de Fora, cidade no sudeste de Minas Gerais. A operação comercial iniciou-se em fevereiro de 2007. A concessão expira em março de 2035. Em 09 de outubro de 2013, a ANEEL consentiu a transferência de 10% da participação da Orteng para a EATE.

LT 230 kV Irapé–Araçuaí (Companhia Transirapé de Transmissão) – Em novembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 24,5%, 10% e 24,5%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Irapé– Araçuaí. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transirapé de Transmissão S.A., responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 230 kV, com extensão de aproximadamente 63 km, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé a uma subestação em Araçuaí, cidade localizada no nordeste de Minas Gerais. A operação comercial iniciou-se em maio de 2007 e a concessão expira em março de 2035. Em 19 de fevereiro de 2013, através da Resolução de Autorização da ANEEL nº 3.094/2013, a Transirapé foi autorizada a realizar reforços no sistema contemplando a instalação de um banco de autotransformadores com potência de 3 X 75 MVA na Subestação Irapé e outro banco com as mesmas características na Subestação Araçuaí 2. Em 09 de outubro de 2013, a ANEEL consentiu a transferência de 10% da participação da Orteng para a EATE.

LT2 345 kV Furnas–Pimenta (Companhia de Transmissão Centroeste de Minas) – Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela CEMIG, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Furnas–Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A., responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Essa linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 62,5 Km, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. Sua operação comercial foi iniciada em março de 2010. A concessão expira em março de 2035.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA é uma companhia privada controlada pela CEMIG, que detém 42,72% do capital votante e 31,54% do capital total da TAESA e por Coliseu (22%), um fundo de investimento privado. A TAESA tem sido o vetor de crescimento da CEMIG no segmento de transmissão, dedicando-se à construção, operação e manutenção de linhas de transmissão em todas as regiões do país. Em 2013, a TAESA incorporou várias empresas do grupo nas quais detinha participação de 100% e cuja incorporação traria ganhos econômico-financeiros e de simplificação da estrutura societária.

Esta tabela mostra as participações percentuais nas empresas de transmissão em 31 de dezembro de 2016:

Empresas de distribuição subsidiária e controlada	% de Participação Acionária (Direta e Indireta)	
	CEMIG	TAESA
TAESA	31,54	—
ATE III	31,54	100,00
EATE	15,76	49,98
Lumitrans	12,61	39,98
EBTE	23,49	74,49
ERTE	15,76	49,99
STC	12,61	39,98
ENTE	15,76	49,99
ECTE	6,02	19,09
ETSE	6,02	19,09
ETEP	15,76	49,98
ESDE	15,76	49,98
São Gotardo	31,54	100,00
Brasnorte	12,19	38,67
ETAU	16,58	52,58
Mariana	31,54	99,99
Transleste	26,58	5,00
Transirapé	26,08	5,00
Transudeste	25,58	5,00
Centroeste	51,00	—
Miracema	31,54	100,00
Janaúba	31,54	100,00
Aimorés	15,77	50,00
Paraguaçu	15,77	50,00

Linha de Transmissão Itabirito 2 – Vespasiano 2. – Em dezembro de 2013, durante o Leilão nº 013/2013 da ANEEL, a TAESA recebeu a concessão do 'Lote A' para a construção, operação e manutenção da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2, localizada em Minas Gerais. A Receita Anual Permitida, ou RAP é de R$ 11 milhões. A conclusão da construção está programada para 2018.

Em abril de 2016, a TAESA foi a vencedora do Leilão nº 013/2015 da Filial P promovido pela ANEEL das Linhas de Transmissão de Energia Pública. A filial P compreende 90 km de linhas de transmissão e 2 subestações no estado de Tocantins. A ANEEL concedeu à TAESA o direito de explorar as concessões por 30 anos. A RAP é de R$ 56 milhões. A conclusão da construção está programada para 2019.

Também em 2016, a TAESA venceu a licitação para o concurso dos quatros ramos na segunda parte do Leilão nº 013/2015 promovido pela ANEEL. Juntos, esses ramos compreendem 1.322 km de linhas de transmissão e 2 subestações em três estados brasileiros. O RAP total é de R$ 454,6 milhões. A conclusão da construção está programada para 2022.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia elétrica de subestações de distribuição a consumidores finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com tensões inferiores a 230 kV. Fornecemos energia elétrica a pequenos consumidores industriais nos valores mais elevados da faixa de tensão e a consumidores residenciais e comerciais nos valores mais baixos da faixa.

As tabelas a seguir fornecem determinadas informações operacionais relativas a nosso sistema de distribuição nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Distribuição em Km – Alta Tensão (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	A partir de 31 de dezembro de		
Tensão nas Linhas de Distribuição	**2016**	**2015**	**2014**
161 kV	28,84	28,84	34,20
138 kV	7.635,47	7.138,14	7.321,72
69 kV	2.250,22	2.218,76	3.088,90
34.5 kV + Outras	522,13	511,67	609,40
Total	10.436,66	9.897,40	11.054,22

	Extensão da Rede de Distribuição em Km – Média e Baixa Tensões (de distribuição a consumidores finais) (1)		
	A partir de 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2016**	**2015**	**2014**
Linhas aéreas de distribuição urbana	61.969,21	59.834,20	62.020,26
Linhas subterrâneas de distribuição urbana	1.351,94	750,30	426,97
Linhas aéreas de distribuição rural	241.325,01	237.223,60	242.998,48
Total	304.646,16	297.818,10	305.445,63

(1) A redução de alguns valores em 2015 em comparação com 2014 foi causada por configurações de banco de dados.

	Capacidade de Transformação Abaixadora (1) de subestações de distribuição		
	A partir de 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
Número de subestações	393	388	374
MVA	10.279,18	10.099,18	9.585,50

(1) Capacidade de transformação abaixadora significa a habilidade de um transformador receber energia a uma certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

Expansão da Capacidade de Distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para os próximos cinco anos, segundo nossas previsões, haverá um aumento de, aproximadamente, 1,41 milhão de novos consumidores urbanos e aproximadamente 54.600 de consumidores rurais. Para atender a este crescimento, temos de acrescentar mais 236.210 postes de rede de distribuição de média tensão, 1.205 km de linhas de transmissão e 54 subestações abaixadoras, adicionando 1.730 MVA à nossa rede de distribuição.

Compra de Energia Elétrica

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, compramos 5.921 GWh de energia elétrica de Itaipu, representando aproximadamente 13% da energia elétrica que vendemos a consumidores finais e 650 GWh (1,4%) da energia elétrica do PROINFA. Adquirimos também 1.079 GWh através de Contratos de Cotas de Energia Nuclear, ou CCEN, (2,4%) e 8.715 GWh em Contratos de Cota de Garantia Física, ou CCGF, (19%). Além desta contratação compulsória, possuímos outros dois tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 34% da energia elétrica adquirida para revenda durante o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2016, e (ii) contratos de compra e venda de energia de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 3% da energia elétrica adquirida em 2016.

Itaipu – Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, holding controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na usina de Itaipu, ao passo que os 50% restantes pertencem ao governo do Paraguai. Nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, o Brasil tem a opção de comprar a totalidade da energia elétrica gerada pela Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia elétrica gerada pela Itaipu.

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil que são conjuntamente obrigadas a comprar a parcela da energia elétrica brasileira gerada pela Itaipu, de acordo com a Lei nº 5.899/1973. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de energia elétrica de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado nas vendas de energia elétrica totais. A ANEEL promulgou a Resolução nº 2.012/2015, que estabeleceu 9,82% como a porcentagem da produção de energia da Itaipu concedida à CCEE que a CEMIG D teria que comprar em 2016. Para 2017, a Resolução nº 2.178/2016 fixou-a em 10,39%. Essas taxas são fixadas para custear as despesas operacionais da Itaipu e os pagamentos do principal e juros sobre empréstimos estipulados em dólares da Itaipu e o custo em reais de transmissão dessa energia para a rede brasileira. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia elétrica de grandes volumes, sendo calculadas em dólares norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real afetarão o custo, em termos reais, da energia elétrica que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia elétrica cobrando dos consumidores tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da ANEEL.

Desde 2007, a ANEEL publica no final de cada exercício o volume de energia a ser comprado da Itaipu por cada uma das distribuidoras de energia elétrica para o exercício seguinte, como orientação para os cinco exercícios subsequentes. Com base nisto, as empresas de distribuição podem estimar antecipadamente as suas necessidades de energia remanescentes para os próximos leilões públicos de energia.

Contratos de Cotas de Energia Nuclear, ou CCENs: São contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei n° 12.111/2009 e Resolução Normativa da ANEEL n° 530/2012 entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia produzida pelas usinas de Angra I e Angra II.

Contratos de Cotas de Garantia Física, ou CCGFs: O Decreto nº 7.805/2012 regulamentou a MP nº 579/2012 e a criação dos instrumentos contratuais que regem a contratação de energia e potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Contratos Provenientes de Leilões – Adquirimos energia elétrica por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a CEMIG e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões. A tabela a seguir demonstra as quantidades de energia elétrica adquiridas, tarifas médias originais e preços, relativos aos CCEARs resultantes da energia elétrica adquirida pela CEMIG. Veja "O Setor Elétrico Brasileiro" para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa média (R$/MWh)	Energia elétrica contratada (MW — média por ano)	Período do Contrato
126,77	60,41	2008 a 2037
129,26	40,36	2008 a 2022
132,39	31,02	2009 a 2038
115,05	91,77	2009 a 2038
134,99	20,12	2009 a 2023
121,81	88,98	2009 a 2023
138,85	61,23	2010 a 2039
134,67	431,17	2010 a 2039
120,86	24,71	2010 a 2024
137,44	23,24	2010 a 2024
128,42	63,89	2010 a 2024
129,14	56,57	2011 a 2040
128,37	126,34	2011 a 2025
78,87	122,83	2011 a 2025
77,97	457,75	2012 a 2041

Tarifa média (R$/MWh)	Energia elétrica contratada (MW — média por ano)	Período do Contrato
102,00	52,76	2012 a 2026
80,10	336,40	2012 a 2041
262,00	27,00	2015 a 2044
270,81	69,03	2014 a 2044
99,48	46,80	2014 a 2033
67,31	136,73	2015 a 2044
129,70	25,09	2015 a 2044
121	15,68	2016 a 2035
133,29	32,13	2018 a 2047
117,51	16,27	2018 a 2037
135,58	19,30	2018 a 2047
96,28	16,41	2018 a 2037
119,03	2,62	2018 a 2042
121,00	15,68	2017 a 2046
129,96	32,13	2017 a 2036
161,89	3,20	2019 a 2048
205,19	311,11	2019 a 2043
136,00	56,06	2019 a 2038
183,66	4,94	2020 a 2049
278,46	23,21	2020 a 2044
205,01	0,535	2018 a 2047
212,75	0,701	2018 a 2037
181,14	3,843	2018 a 2037

Contratos Bilaterais – A CEMIG D celebrou contratos bilaterais com vários fornecedores anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004. Tais contratos são válidos de acordo com os termos e condições originalmente pactuados, não podendo ser renovados. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a CEMIG D não celebrou novos contratos.

Outros Negócios

Distribuição de Gás Natural

A GASMIG foi constituída em Minas Gerais, Brasil, no ano de 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. A CEMIG detém participação de 99,57% na Gasmig e a participação remanescente é detida pelo Município de Belo Horizonte.

Em 25 de agosto de 2004, a CEMIG, a Gasmig, a Gaspetro e a Petrobras assinaram um Acordo de Associação, posteriormente aditado em 5 de novembro de 2004, 14 de dezembro de 2004 e 15 de agosto de 2007, visando à implementação de um plano de desenvolvimento do mercado de gás natural no Estado de Minas Gerais. O plano desenvolvido previa (i) a ampliação da malha de gasodutos de transporte, de responsabilidade da Petrobras, (ii) e da rede de distribuição de gás natural, de responsabilidade da Gasmig, (iii) bem como a participação da Gaspetro no capital social da Gasmig.

Em 10 de outubro de 2014, foi assinado um "Contrato de Compra e Venda de Ações" para aquisição, pela CEMIG, dos 40% de participação da Gaspetro na Gasmig (previamente aprovado pelos Conselhos de Administração da CEMIG e da Petrobras), pelo valor de R$ 570,93 milhões. Esse valor resultou da atualização monetária dos R$ 600 milhões pelo IGP-M após o desconto dos dividendos pagos entre a data-base do contrato e o fechamento da transação. A aquisição foi concluída após a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica, ou CADE, e a anuência do poder concedente do Estado de Minas Gerais.

Em julho de 1995, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à Gasmig uma concessão exclusiva de 30 anos (contada a partir de janeiro de 1993), para a distribuição de gás canalizado abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e os respectivos consumidores desse Estado. Em 26 de dezembro de 2014, foi assinado o "Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão". Este documento prorrogou em 30 anos o prazo de concessão para a Gasmig explorar os serviços industriais de

gás canalizado, comercial, institucional e residencial no Estado de Minas Gerais, Como resultado, o vencimento desta concessão foi estendido de 10 de janeiro de 2023 para 10 de janeiro de 2053.

Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se na sua capacidade de fornecer uma alternativa economicamente mais eficiente e ecológica aos produtos petrolíferos, como o diesel e o gás liquefeito de petróleo, ou GPL, à madeira, e produtos de madeira e carvão vegetal. Em 2016, a Gasmig forneceu aproximadamente 2,9 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 15.492 consumidores de trinta e cinco cidades: 110 indústrias de grande e médio porte, 394 indústrias de pequeno porte e consumidores comerciais, 43 postos distribuidores de gás natural para veículos, ou GNV, no varejo, duas termelétricas, quatro projetos de cogeração e quatro distribuidoras de gás natural comprimido, ou GNC e 14.935 unidades residenciais. Em 2016, a Gasmig distribuiu aproximadamente 5% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

Atualmente, a Gasmig atende as seguintes regiões do Estado de Minas Gerais: (i) Região Metropolitana de Belo Horizonte, (ii) Rio Doce (Vale do Aço), (iii) Sul de Minas, (iv) a Zona da Mata (no sudeste de Minas Gerais) e (v) Campos das Vertentes – em todas elas abastecendo os mercados industrial, comercial, automotivo, residencial, de cogeração e usinas termelétricas.

Para a distribuição para o mercado não termoelétrico, a Gasmig possui um Contrato de Suprimento Adicional, ou CSA, com a Petrobras, celebrado em 15 de dezembro de 2004, com vigência até 2030 e rampa crescente que chegará a 5.000 m³/dia em 2018. Em 2016, a Quantidade Contratual foi de 4,22 mil m³/dia. Havia outro contrato de fornecimento de gás para o mercado não termoelétrico, o Contrato Convencional, firmado em 6 de julho de 1994, que foi encerrado no final de 2013. O saldo restante de quantidade de gás pago deste contrato foi recuperado durante o ano de 2014.

Para fornecimento de gás às usinas termoelétricas, a Gasmig possui contratos que totalizam 1,6 milhões m³/dia, com vigência até 2022.

As tarifas de venda são compostas do repasse integral do custo de aquisição do gás, adicionado ao custo de distribuição (margem) e impostos.

Os investimentos realizados em 2014 e 2015 num total de R$ 112,15 milhões, tiveram foco na expansão e adensamento das redes existentes com foco no atendimento ao segmento residencial. Em 2016, os investimentos realizados totalizaram R$ 51,9 milhões e mantiveram foco no atendimento ao segmento residencial, somando mais 64 quilômetros à nossa rede de gás natural.

Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, siderurgia, ferro-ligas e metalurgia, operam significativamente em Minas Gerais. A principal estratégia da Gasmig é a expansão de sua rede de distribuição de forma a cobrir a parcela da demanda ainda não atendida. A Gasmig dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seu sistema de distribuição de gás natural para atender consumidores de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas. A primeira fase do serviço à região do Vale do Aço foi concluída em 2006. Também em 2006, a Gasmig iniciou o atendimento à região do Sul de Minas, através de redes locais abastecidas por gás natural liquefeito, ou GNL. Em 2009, após a Petrobras ter concluído os gasodutos que transportam gás de Paulínia, Estado de São Paulo, para Jacutinga, Estado de Minas Gerais, as redes locais foram interligadas à malha nacional de transporte de gás. Em 2010, foi concluída a segunda fase de prestação de serviços à região do Vale do Aço.

A Gasmig iniciou, em 2013, o atendimento aos consumidores residenciais e de pequeno comércio nos municípios de Nova Lima, Belo Horizonte e Poços de Caldas.

Através de projeto estruturante, a Gasmig iniciou em 2013 o atendimento aos municípios de Governador Valadares e Itabira, a partir da base de gás natural comprimido, ou GNC, instalada no município de Ipatinga. Em 2014, a Gasmig iniciou o atendimento ao município de Pouso Alegre, através de outro projeto estruturante abastecido por GNL.

Exploração de Gás Natural

A CEMIG, em conjunto com outras empresas, adquiriu, na 10ª Rodada de Licitações da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, realizada em dezembro de 2008, os direitos para exploração de gás natural em quatro blocos na Bacia do São Francisco, um bloco na Bacia do Recôncavo, e um bloco na Bacia Potiguar, localizados nos Estados de Minas Gerais, Bahia e Rio Grande do Norte, respectivamente.

O Bloco POT-T-603 na Bacia Potiguar foi devolvido à ANP após o término das atividades programadas, que concluíram pela ausência de hidrocarbonetos comercialmente exploráveis.

Os consórcios nos quais a CEMIG tem participação são os seguintes:

- Blocos SF-T-104 e SF-T-114 (Bacia do São Francisco): CEMIG (24,5%), Codemig (24,5%) e Imetame (51%);
- Blocos SF-T-120 e SF-T-127 (Bacia do São Francisco): CEMIG (24,5%), Codemig (24,5%), Cemes (51%), sendo a última uma empresa constituída pela Imetame, Sipet e Orteng; e
- Bloco REC-T-163 (Bacia do Recôncavo): CEMIG (24,5%), Codemig (24,5%) e Imetame (51%).

Estão em curso as atividades previstas no contrato de concessão, que compreendem estudos da geologia da região, com vistas a comprovar o real potencial de produção de gás natural nas áreas de interesse. Tais estudos contemplam a aquisição de dados sísmicos, estudos geoquímicos de superfície, perfuração de poços exploratórios, estudos petrofísicos, dentre outros. O investimento previsto pela CEMIG para a fase de exploração não deve exceder o valor de R$ 30 milhões.

Ao final da fase de exploração, se a avaliação anterior demonstrar que os recursos eventualmente identificados têm viabilidade técnica e econômica para a produção, os consórcios decidirão passar para a fase de desenvolvimento e produção.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

A CEMIG Telecomunicações S.A., ou CEMIG Telecom, é uma empresa listada na Bolsa, uma subsidiária integral da CEMIG. Oferece uma rede óptica para o transporte de serviços de telecomunicações no Estado de Minas Gerais, utilizando a infraestrutura de transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG.

A Companhia é domiciliada no Brasil, com sede no endereço na Rua dos Inconfidentes, 1.051 – Térreo – Funcionários – Belo Horizonte, Minas Gerais. É autorizada pela Agência Nacional de Telecomunicações, ou ANATEL, a explorar Serviços de Comunicação Multimídia por prazo indeterminado, cuja outorga se deu através do Ato 41.002 de 3 de dezembro de 2003 concedido pela ANATEL.

Foi constituída em 13 de janeiro de 1999, em parceria com a AES Força Empreendimentos Ltda., um membro do Grupo AES Corporation, sendo então denominada Empresa de Infovias S.A. Seu propósito é prestar serviços na área de telecomunicações, através de sistema integrado constituído de cabos de fibra óptica, cabos coaxiais e equipamentos eletrônicos e associados, para transmissão, emissão e recepção de símbolos, caracteres, sinais escritos, imagens, sons e informações de qualquer natureza, bem como prestar serviços de telecomunicações no mercado atacadista, venda de circuitos especializados para outras operadoras de telecomunicações e provedoras de Internet, data centers, banda larga, mercado empresarial, etc.

O core business da CEMIG Telecom é a prestação de serviços de telecomunicações no segmento de operadoras e o fornecimento de serviços especializados para o segmento corporativo, disponibilizando soluções de conectividade de redes e acesso à Internet. A CEMIG Telecom disponibiliza a maior rede óptica para transporte de serviços de telecomunicações de Minas Gerais, com presença em mais de 70 cidades de Minas Gerais, que concentram aproximadamente 90% do PIB do estado. Além disso, dentro de seu projeto de expansão, já disponibiliza serviços através de redes ópticas nas regiões metropolitanas de Salvador, Recife, Goiânia e Fortaleza, além de possuir pontos de presença nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro.

A CEMIG Telecom tem uma participação de 19,6% na joint venture Ativas. A gestão e as principais deliberações sociais são compartilhadas com outro sócio investidor, conforme garantido em acordo de acionistas.

A Ativas tem por objetivo social a prestação de serviços de fornecimento de infraestrutura de Tecnologia da Informação e Comunicação, ou TIC. Estes serviços incluem hospedagem física (*hosting* e *colocation*) de ambientes de tecnologia da informação, banco de dados e *site backup*, armazenamento, serviços profissionais de segurança da informação e disponibilidade, consultoria em TIC, conectividade e venda de acesso e banda de internet. A construção do data center classificado na categoria "Tier III" (pelo Uptime Institute), para atendimento a médias e grandes corporações foi concluída em janeiro de 2011.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

A Efficientia S.A., foi criada como subsidiária integral da CEMIG em 2002, construiu e implementou o seu próprio modelo de negócio, se lançando num mercado que praticamente desconhecia a implantação de projetos com base nos contratos de desempenho, ou de performance. Sua principal fonte de receita tem sido a implantação de projetos de eficiência energética mediante contratos de desempenho, contando com mais de 60 projetos desta natureza já implementados.

Em 2016 foram iniciadas as obras da central de cogeração utilizando biomassa na empresa Bem Brasil em Araxá, Minas Gerais. Esta central terá a capacidade de 7.500 kW e tem previsão de geração de 54.000 MWh/ano. O custo de implantação da central é de R$ 42 milhões e sua conclusão está prevista para 2017.

Adicionalmente, os projetos geração de energia fotovoltaica desenvolvidos pela Efficientia configuram-se como investimentos em geração distribuída de energia. Em 2016 foram implantados os sistemas de geração fotovoltaica nos seguintes clientes:

- Condomínio Village I e Village II: Desenvolvimento e implantação de uma Usina Solar Fotovoltaica (geração prevista de 1.018 MWh/ano). R$ 6.113.000,00. Previsão de término em 2017 (Village I) e 2017 (Village II).
- Algar Telecom: Desenvolvimento e implantação de 10 Usinas Solares Fotovoltaicas (geração prevista de 734 MWh/ano); Investimento: R$ 3,9 milhões. Finalizado em 2016.
- Algar Telecom: Desenvolvimento e implantação de uma Usina Solar Fotovoltaica (geração prevista de 49,8 MWh/ano). R$ 875.000. Previsão de término em maio de 2017.

Venda e comercialização de energia elétrica

Oferecemos serviços relacionados com a venda e comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, tais como avaliação de cenários, representação dos consumidores na CCEE, estruturação e intermediação de operações de compra e venda de energia elétrica, consultoria e assessoria, além dos serviços relacionados com a compra e venda de energia no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais CEMIG Trading S.A., Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A., ou ESCEE, e CEMIG Comercialização de Energia Incentivada S.A., ou CCEI.

Perdas de Energia – CEMIG Holding

O total registrado pela CEMIG como perdas de Energia Elétrica tem duas componentes: (i) a parcela de perda oriunda da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional; e (ii) as parcelas de perda técnica e não técnica verificadas no sistema elétrico de distribuição da CEMIG D.

Conforme apresentado na tabela do Balanço de Energia Elétrica da CEMIG a perda total de energia da CEMIG em 2016 foi de 6.723 GWh, um crescimento de 4,05% em relação a 2015. A CCEE repartiu as perdas de 525 GWh na rede nacional para a CEMIG D. As outras perdas de energia, totalizando 6.198 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

A perda técnica corresponde a aproximadamente 70,07% da perda total de energia da CEMIG D, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Essa perda resulta do inevitável processo de distribuição e transformação de energia elétrica entre diferentes níveis de tensão. Buscamos minimizar perdas técnicas por meio de avaliações rigorosas e regulares das condições operacionais das instalações de distribuição e investimentos para expandir a capacidade de distribuição, com a finalidade de manter níveis de qualidade e confiabilidade, reduzindo assim as perdas técnicas; também operamos o sistema de acordo com certos níveis de tensão específicos, para reduzir o nível de perdas. As perdas técnicas não são comparáveis; trechos mais longos de rede de distribuição (por exemplo, na área rural), naturalmente, têm maior perda técnica.

As perdas não técnicas foram de aproximadamente 29,3% das perdas totais de energia da CEMIG D em 2016. São causadas por fraude ao consumidor, conexões ilegais à rede de distribuição, erros de medição e defeitos nos medidores. A fim de minimizar a perda não técnica, regularmente são executadas ações preventivas como: inspeção dos medidores e de conexões dos consumidores, treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores, modernização dos sistemas de medição, padronização dos procedimentos de instalação e de inspeção dos medidores, instalação de medidores com garantias de controle de qualidade e atualização do banco de dados dos consumidores.

As perdas não técnicas de diferentes empresas distribuidoras podem ser parcialmente comparáveis, tendo em consideração as complexidades sociais na área de concessão e a efetividade de combate às perdas.

No final de 2016, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela CEMIG D, (i) Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, ou DEC, em horas por ano, e (ii) a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, ou FEC, foram de 11,73 e 5,63, respectivamente. Em 2015 os valores apurados de DEC e FEC da CEMIG D foram de 11,54 e 5,88, respectivamente. Ao final de 2016, o DEC e o FEC da Light foram de 11,70 e 6,47, respectivamente, em comparação com 12,61 e 6,44 em 2015.

As perdas totais da Light S.A. somaram 8.353 GWh, ou 22,54% sobre a carga total, nos 12 meses encerrados em dezembro de 2016, representando uma redução de 0,68 p.p. em relação ao índice de dezembro de 2015.

Em 2016, a estratégia de combate às perdas não técnicas foi remodelada. Considerando as condições macroeconômicas e um novo diagnóstico das causas e localização das perdas, a Light revisitou sua estratégia e intensificou sua atuação em bairros de média e alta rendas, por meio de medidas de gestão que visam à recuperação e incorporação de maiores volumes de energia por cliente e menor gasto por MWh recuperado. Essa despesa sofreu uma redução de 36,2% em relação a 2015. Anteriormente, os esforços de adaptação ao combate às perdas eram remediados pela Capex e nas áreas com índice de perdas mais elevadas, que se localizam nos bairros e comunidades com renda mais baixa e maior incidência de violência. A Companhia lançou uma campanha publicitária contra o furto de energia voltada para as classes A, B e C, veiculada na televisão, rádios e outdoors. A ação deu ainda oportunidade para o fraudador se regularizar, oferecendo condições especiais. O canal interno também foi reformulado para permitir que os funcionários relatassem irregularidades. Uma das principais ações do programa foram os Grupos Operativos, que se concentram nas Áreas Possíveis e em clientes selecionados pelo Centro de Inteligência da Light. Essas ações agora ocorrem mais de uma vez por semana, e envolvem mais de 700 profissionais, incluindo equipes de campo, advogados e cooperação com a polícia civil e militar.

Clientes e Faturamento – CEMIG Holding

Base de Clientes

O Grupo CEMIG vende energia através das empresas CEMIG D, CEMIG GT e outras subsidiárias integrais – Horizontes Energia, Sá Carvalho, Termelétrica de Barreiro, PCHs da CEMIG e Rosal Energia.

Este mercado consiste na venda de energia para:

(i) consumidores regulados na área de concessão no estado de Minas Gerais;

(ii) consumidores livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros estados do Brasil, por meio do Mercado Livre;

(iii) outros participantes do setor elétrico - comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no Mercado Livre; e

(iv) distribuidores no Mercado Regulado.

A energia comercializada pelo grupo CEMIG, no ano de 2016, totalizou 55.591.690 MWh, com redução de 2,3% em relação ao ano de 2015, enquanto que o total de energia transportada para clientes livres teve crescimento de 10,9%, atingindo o montante de 17.381.808 MWh.

As vendas de energia para consumidores finais e consumo próprio somaram 43.083.237 MWh, com redução de 6,5% em relação ao ano de 2015.

O consumo de energia elétrica vem sendo afetado pelas condições adversas das conjunturas política e econômica nacional e, no mercado regulado, pelos sucessivos aumentos de tarifas de energia elétrica que, associados à aplicação da bandeira tarifaria, resultaram em significativo aumento no valor da conta de energia.

As vendas para as distribuidoras, comercializadoras, outras empresas de geração e produtores independentes de energia, totalizaram 12.508.453 MWh e cresceram 15,5% no ano de 2016 em relação ao de 2015.

O Grupo CEMIG atingiu 8.260.336 clientes faturados em dezembro de 2016, com crescimento de 2,2% na base de consumidores, em relação a dezembro de 2015. Deste total, 8.259.504 são consumidores finais e de consumo próprio e 82 são outros agentes do setor elétrico brasileiro.

Vendas para Consumidores Finais

Residencial

O consumo residencial representa 17,8% da energia comercializada pelo grupo CEMIG em 2016, e totalizou 9.915.807 MWh, com crescimento de 0,9% em relação ao ano de 2015.

Esse maior consumo pelo consumidor residencial foi resultado dos seguintes fatores:

a) incorporação de 159.504 instalações residenciais a partir de dezembro de 2015;

b) calendário de faturamento, com 1,2 dias a mais de faturamento no ano de 2016 (366,8 dias) comparativamente a 2015 (365,6 dias).

O consumo médio mensal por consumidor no ano de 2016 foi de 124,6 kWh/mês, o que corresponde a uma redução de 1,4% comparativamente ao de 2015 (126,3 kWh/mês); devido, em parte, a uma queda do nível da renda familiar e a elevação da taxa de desemprego.

Industrial

A energia faturada para clientes regulamentados e industriais livres, em Minas Gerais e em outros Estados, representa 35,1% do volume de energia comercializada pelo Grupo CEMIG e totalizou 19.464.391 MWh no ano de 2016, com redução de 15,1% em relação ao de 2015.

A redução de consumo desta classe está associada aos seguintes fatores:

a) Menor disponibilidade de energia para comercialização devido às condições de renovação das concessões, cuja energia foi redirecionada para modalidade de Cota de Garantia Física;

b) A paralisação de atividade em uma planta de mineração no Estado de Minas Gerais;

c) A redução de consumo dos clientes industriais em função da contínua retração da atividade econômica estadual e nacional e do desempenho da economia brasileira;

d) A redução da produção física face à menor demanda dos mercados, levando ao aumento da capacidade ociosa do parque fabril e à redução no nível da utilização de mão de obra;

e) Falta de confiança dos empresários e baixos níveis de investimento privado e público;

f) Incertezas nos cenários político e econômico nacional;

g) O custo do crédito para pessoa jurídica, com elevada taxa de juros e maior seletividade na concessão de financiamentos; e

h) A redução da demanda externa, com a redução das exportações nacionais e a perda de participação no mercado internacional para outros fornecedores estrangeiros.

Comercial e Serviços

A energia vendida para clientes regulamentados e livres, em Minas Gerais e em outros estados, representa 11,8% do volume de energia comercializada pelo Grupo CEMIG e totalizou 6.572.980 MWh no ano de 2016, com aumento de 2,2% em relação ao de 2015.

Isso reflete em uma redução de 5,2% no volume faturado aos consumidores regulamentados da CEMIG D e um crescimento de 111,5% no volume de energia faturada pela CEMIG GT e de suas subsidiárias integrais aos clientes livres, em Minas Gerais e outros estados do Brasil.

A redução de consumo no mercado regulado reflete diversos fatores, incluindo a migração de clientes regulados para o Mercado Livre e a retração da atividade econômica, com a redução dos recursos disponíveis para consumo de bens e serviços por parte das famílias, das demais atividades produtivas do governo, adoção de medidas para redução de uso de energia elétrica, devido ao aumento do seu custo da energia a partir de janeiro de 2015.

O aumento de consumo no Mercado Livre está associado ao aumento no número de clientes faturados, com crescimento de 245,3% na base de consumidores livres na classe comercial, passando de 106 para 366 clientes.

Consumidores rurais

A energia utilizada pela categoria de consumidores rurais, com 3.574.724 MWh, foi 5,8% superior à de 2015, e 6,4% do total negociado em 2016. O consumo para irrigação teve um crescimento de 14,3%, e sua utilização na agricultura e pecuária aumentou 1,4%.

O aumento de consumo deve-se às condições climáticas desfavoráveis, incluindo baixo volume de chuvas no período chuvoso, nos meses de fevereiro a abril de 2016, e temperaturas mais altas ao longo do 1º semestre de 2016, levando ao maior uso dos sistemas de irrigação.

Demais classes de consumidores

A energia fornecida para as demais classes – Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio, totalizou 3.525.335 MWh em 2016, com redução de 1,9%, em relação a 2015.

Vendas no Mercado Livre (ou Ambiente de Contratação Livre)

A comercialização de energia no Mercado Livre em 2016 atingiu o montante de 10.083.226 MWh, com crescimento de 53,3% em relação a 2015.

Vendas no Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulado)

As vendas de energia no Mercado Regulado totalizaram em 2016 2.425.227 MWh, o que corresponde a uma redução de 43,0% em relação a 2015. Isto refletiu em:

a. Cessão de contratos celebrados em função da reorganização societária do grupo CEMIG com a transferência de ativos da CEMIG GT para a empresa Aliança Energia.

b. Término de contratos oriundos do 18º Leilão de Ajuste, realizado no primeiro semestre de 2015, e do 2º Leilão de Energia Existente, realizado no ano de 2005 e vigente no período de 2005 a 2015.

O mercado do Grupo CEMIG encontra-se detalhado nas tabelas abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2016, em relação ao ano de 2015:

Tipo de Venda	2016				2015				Variação em relação ao ano anterior	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	Valor	Participação	Valor	Participação	Valor	Participação	Valor	Participação	Variações	Variações
	(u n)	(%)	(MWh)	(%)	(u n)	(%)	(MWh)	(%)	(%)	(%)
Energia Comercializada	**8.260.336**	**100,00**	**55.591.690**	**100,00**	**8.079.771**	**100,00**	**56.903.594**	**100,00**	**2,23**	**(2,31)**
Vendas para Consumidores Finais	8.259.504	99,99	43.046.097	77,43	8.078.963	99,99	46.034.739	80,90	2,23	(6,49)
Residencial	6.691.673	81,01	9.915.807	17,84	6.532.169	80,85	9.829.992	17,27	2,44	0,87
Industrial	75.139	0,91	19.494.391	35,07	75.475	0,93	22.968.931	40,36	(0,45)	(15,13)
Regulado	74.535	0,90	3.194.872	5,75	75.085	0,93	3.757.203	6,60	(0,73)	(14,97)
Livre	604	0,01	16.299.519	29,32	390	0,00	19.211.728	33,76	54,87	(15,16)
Comercial	716.968	8,68	6.572.980	11,82	714.539	8,84	6.433.728	11,31	0,34	2,16
Regulado	716.602	8,68	5.711.647	10,27	714.433	8,84	6.026.533	10,59	0,30	(5,23)
Livre	366	0,00	861.333	1,55	106	0,00	407.194	0,72	245,28	111,53
Rural	694.026	8,40	3.574.724	6,43	678.742	8,40	3.379.734	5,94	2,25	5,77
Outras Categorias	81.698	0,99	3.488.195	6,27	78.038	0,97	3.422.354	6,01	4,69	1,92
Consumo Próprio	750	0,01	37.140	0,07	756	0,01	37.661	0,07	(0,79)	(1,38)
Vendas no Atacado	82	0,00	12.508.453	22,50	52	0,00	10.831.194	19,03	57,69	15,49
Contratos no Mercado Regulado	45	0,00	2.425.227	4,36	46	0,00	4.252.099	7,47	(2,17)	(42,96)
Contratos Livres e Bilaterais	37	0,00	10.083.226	18,14	6	0,00	6.579.095	11,56	516,67	53,26

O volume das vendas de energia do Grupo CEMIG para a classe Industrial, no ano de 2016, segundo os principais setores de atividade econômica é detalhado na tabela abaixo:

Setores de Atividade	Fornecimento - GWh	%
Metalurgia	5.002	26
Indústria Extrativa	2.612	13
Produtos Minerais Não Metálicos	2.252	12
Produtos Alimentares	1.818	9
Produtos Químicos	1.480	8
Máquinas e Equipamentos	1.050	5
Indústria Automotiva	1.049	5
Têxtil	719	4
Produtos Plásticos	668	3
Demais Ramos	2.842	15
Total – Consumidores industriais	19.492	100

Os dez maiores grupos empresariais da classe industrial atendidos pelo Grupo CEMIG, localizados em Minas Gerais e em outros estados do Brasil, em termos de energia faturada no ano de 2015, são apresentados na tabela a seguir:

Grupo Empresarial	Segmento
ArcellorMittal	Metalurgia
Usiminas	Metalurgia e Extrativa
Dow Corning	Metalurgia
Anglo American	Metalurgia
Saint Gobain	Produtos Químicos, Minerais Não Metálicos

Grupo Empresarial	Segmento
Vallourec	Metalurgia
Fiat	Indústria Automotiva
White Martins Gases Industriais	Produtos Químicos
International Paper do Brasil	Papel e celulose
Holcim	Produtos Minerais Não Metálicos

Faturamento

Nossos procedimentos de faturamento e pagamento para a distribuição de energia elétrica podem variar de acordo com a voltagem do suprimento. Nossos clientes em larga escala, que têm conexões diretas com nossa rede de transmissão são cobrados dentro de cinco dias após a leitura de seus contadores e recebimento das faturas por e-mail. O pagamento é exigido dentro de cinco dias da entrega da conta.

Outros clientes que recebem energia elétrica de média tensão (aproximadamente 13.800 consumidores recebem energia elétrica em um nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV) são cobrados dentro de dois dias úteis da leitura de seus medidores, com pagamento a ser feito pelo menos cinco dias úteis a partir da entrega da fatura. Esse grupo de consumidores recebem as faturas impressas e também por e-mail. Atualmente, 84% dos consumidores nesta faixa de tensão possuem leitura automática de medidores.

Nossos clientes de baixa tensão são faturados dentro de cinco dias úteis da leitura de seus medidores, com pagamento a ser feito pelo menos cinco dias úteis a partir da entrega da fatura, ou 10 dias úteis após a entrega da conta no caso de instituições do setor público. As contas são preparadas a partir da leitura do medidor ou com base no consumo estimado.

Estamos em processo de implementação de faturamento imediato para consumidores de baixa tensão, com impressão de contas no ato da leitura dos medidores. Estamos usando esse sistema de faturamento com aproximadamente 6,6 milhões de clientes em 2016, e esperamos que esse número aumente para 7,3 milhões de clientes até o final de 2017.

Encerramos 2016 com aproximadamente 82 mil clientes residenciais de baixa tensão registrados para receber as faturas por e-mail. Em 2017, faremos campanhas para intensificar a adesão de clientes a essa modalidade de recebimento de fatura contribuindo para a comodidade do consumidor, redução de custos e ganho na sustentabilidade (diminuição de papel impresso).

Sazonalidade

As vendas de energia elétrica da CEMIG são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, ocorre um aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no último trimestre do exercício social devido ao aumento de suas atividades. A sazonalidade do consumo rural geralmente é associada a períodos de chuva. Durante o período de seca entre os meses de maio e novembro o consumo de energia é maior devido à irrigação agrícola. Os dados trimestrais de energia faturada pelo grupo CEMIG junto aos consumidores finais, regulados e livres, nos anos de 2014 a 2016, são apresentados a seguir, em MWh:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2016	10.580	10.778	10.845	10.942
2015	11.661	11.326	11.315	11.703
2014	12.027	12.341	12.498	12.775

Concorrência

Contratos com Consumidores Livres

Em 31 de dezembro de 2016, a CEMIG GT tinha uma carteira de contratos com 960 consumidores industriais e comerciais livres. Deste total, 485 clientes estavam localizados fora do estado de Minas Gerais com 32,4% da energia total vendida pela CEMIG no ano de 2016.

A estratégia adotada pela CEMIG no Mercado Livre é a negociação e celebração de contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com os clientes. A CEMIG busca se diferenciar da concorrência no Mercado Livre por meio do nível de relacionamento com os clientes e da qualidade de seus serviços, com o que tem valor agregado na CEMIG GT. Esta estratégia, juntamente com vendas que minimizam a exposição a preços de curto prazo e contratos com uma demanda mínima no modelo "take or pay", traduz-se em riscos mais baixos e maior previsibilidade de nossos resultados.

Matérias-Primas

A água fluvial é a principal matéria-prima utilizada pela CEMIG para a produção de energia elétrica. Desde 31 de dezembro de 2016, 86 das 109 usinas da CEMIG utilizam essa fonte e são responsáveis por 96% da energia produzida.

O custo da água pode ser considerado nulo uma vez que este é um recurso natural proveniente das chuvas e rios.

Em proporção menor, a empresa também produz energia por fonte eólica (também com custo nulo) e termelétrica a óleo combustível (o custo do óleo varia com o mercado internacional de petróleo).

Questões Ambientais

Visão Geral

Nossa geração, transmissão e distribuição de energia, assim como a distribuição de gás natural, estão sujeitas à legislação federal e estadual referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere ao governo federal, governos estaduais e municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e regulamentar essas leis. Enquanto o governo federal tem competência para promulgar normas ambientais gerais, os governos estaduais têm poderes para promulgar regulamentações ambientais mais específicas e ainda mais severas e os municípios também têm competência para promulgar leis regulando interesses locais. Um infrator da Lei nº 9.605/1998, a Lei de Crimes Ambientais, está sujeito a sanções administrativas e criminais, e terá a obrigação de reparar e/ou compensar os danos ambientais. O Decreto Federal nº 6.514/2008 especifica as penalidades cabíveis para cada tipo de infração ambiental, estabelecendo sanções pecuniárias que variam entre o mínimo de R$ 50,00 e o máximo de R$ 50 milhões, além da suspensão das operações. As sanções criminais aplicáveis a pessoas jurídicas podem incluir multas e restrição de direitos enquanto, para pessoas físicas, podem incluir prisão, que pode ser imposta a diretores e empregados de empresas que cometem crimes ambientais.

Estamos em conformidade com as leis e regulamentações ambientais aplicáveis, em todos os aspectos relevantes.

Em conformidade com nossa Política Ambiental, estabelecemos vários programas para prevenir e minimizar danos, que visam a limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Manejo de vegetação no sistema elétrico

A Gestão Ambiental da CEMIG D contempla, dentre outras iniciativas, o desenvolvimento de metodologias e procedimentos de intervenção em árvores urbanas junto às redes de distribuição. A necessidade de intervenção em árvores decorre da obrigatoriedade de se garantir a segurança operacional do sistema e do elevado número de interrupções no fornecimento de energia causado por árvores. Em 2016, as árvores responderam por 39.153 interrupções no fornecimento de energia, tanto no meio urbano quanto em áreas rurais, constituindo a sexta maior causa de interrupções não programadas no sistema de distribuição da Companhia.

Investimentos têm sido direcionados ao aprimoramento técnico da poda de árvores, para que o processo aconteça de forma a diminuir riscos, seja para o empregado, seja para o sistema ou para a Responsabilidade Civil. As intervenções são realizadas através da poda direcional, que é a técnica considerada mais adequada para a convivência entre as árvores de grande porte e as redes de distribuição de energia.

A CEMIG vem desenvolvendo, em parceria com agentes próprios e externos, aplicativos informatizados para aprimorar a gestão do processo de manejo de vegetação e reduzir os índices de interrupção no meio urbano. A CEMIG também possui a iniciativa de aprimorar o manejo de vegetação em faixas de passagem (sua metodologia de Manejo Integrado de Vegetação), para reduzir custos, melhorar o desempenho do sistema e contribuir para a melhoria da qualidade ambiental.

Licenças ambientais

O licenciamento ambiental tem como objetivo assegurar a qualidade de vida da população por meio de um controle prévio e de um continuado acompanhamento das atividades humanas capazes de gerar impactos sobre o meio ambiente.

A licença ambiental é uma obrigação legal para construção, instalação, ampliação e operação de um empreendimento que cause impacto ambiental significativo ou polua ou tenha potencial para causar degradação ambiental ou de prejudicar o patrimônio arqueológico.

A falha na obtenção e cumprimento de uma licença ambiental para construção, implantação, operação, ampliação ou aumento de empreendimento que cause impacto ambiental significativo, como as usinas operadas e em implantação pela CEMIG, está sujeita a sanções administrativas, tais como a suspensão das atividades e o pagamento de multa, variando conforme a autoridade competente, bem como a sanções criminais, que incluem pagamento de multa, prisão dos envolvidos com a atividade criminosa e restrição de direitos para pessoas jurídicas.

Cada licença é válida por um período específico, e deve ser renovada após o seu vencimento. De acordo com a Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, o pedido de renovação de licença ambiental deve ser arquivado por 120 dias antes da data de vencimento, permanecendo válido até a emissão da uma nova.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

A Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA, exige que estudos de avaliação de impacto ambiental sejam realizados e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental seja elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Para empreendimentos construídos anteriormente a este ano, esses estudos não são exigidos, mas estas instalações deverão obter licenças de operação ambiental corretivas, que podem ser obtidas mediante o protocolo de um formulário contendo determinadas informações sobre o empreendimento em questão. A obtenção de licenças corretivas para projetos que entraram em operação anteriormente a fevereiro de 1986, de acordo com a Resolução nº 6, de 16 de setembro de 1987, exige a apresentação, à autoridade ambiental competente, de um relatório ambiental, contendo as características do projeto, os impactos ambientais de sua construção e operação, e também as medidas atenuantes e compensatórias adotadas ou que estão em vias de ser adotadas pela organização que realiza o projeto.

A Lei Federal nº 9.605, promulgada em 12 de fevereiro de 1998, estabelece sanções para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o governo federal editou a Medida Provisória 1.710 (atualmente Medida Provisória 2.163-41/2001), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal nº 9.605/1998. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA, e com as Superintendências Regionais de Meio Ambiente do Estado de Minas Gerais, ou Suprams, a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas e linhas de transmissão que tenham iniciado suas operações antes de fevereiro de 1986. Concordamos com as Supram que a regularização de nossas instalações de geração localizadas em Minas Gerais ocorrerá de forma gradual. Atualmente, não temos quaisquer previsões de custos e compromissos relativos a recomendações que possam vir a ser feitas pelo IBAMA e pelas Supram.

As instalações da CEMIG GT que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas, prepararam os estudos exigidos, protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes e os submeteram à análise.

Atualmente, existem 37 processos de obtenção de Licenças Operacionais Corretivas formalizados. Destes, 32 estão com as Supram e cinco estão com o IBAMA. Todos os estudos pertinentes foram preparados e apresentados aos órgãos reguladores competentes. Existem ainda, ao todo, 10 processos de obtenção de renovação de Licenças Operacionais formalizados em diversas Supram, e sete Licenças Operacionais em vigor, incluindo projetos da CEMIG GT e os SPCs de propriedade integral.

Para gerenciar o cumprimento das condicionantes, utilizamos o Índice de Redução do Risco do Descumprimento das Condicionantes Ambientais, ou IRDC.

Em 2016, foram obtidas 32 licenças e autorizações de regularização de projetos da CEMIG D, nas seguintes categorias: três Autorizações Ambientais de Funcionamento, ou AAF; duas Certidões Não Passíveis de Licenciamento; e 27 Documentos Autorizativos para Intervenção Ambiental, ou DAIA, dos quais três eram para obras destinadas a atender as partes que acessam o fornecimento de energia elétrica. Todos os processos supracitados foram regularizados nas Supram distribuídas pelo Estado de Minas Gerais.

No que tange as Licenças de Operações Corretivas, ou LOC, a CEMIG D chegou a um acordo junto às Supram para a regularização das linhas de transmissão instaladas anteriormente à Deliberação Normativa nº 74/2004, dividindo os

empreendimentos em 5 malhas regionais: Centro-Norte, Sudeste, Triângulo Mineiro (Triângulo), Oeste e Centro. Atualmente, obtivemos cinco LOCs, das quais duas estão em fase de renovação: as LOCs para o Triângulo Mineiro e a rede Triângulo São Paulo (pedido formalizado em 16 de janeiro de 2015), a rede Leste (pedido formalizado em 12 de agosto de 2015) e rede Centro-Norte (pedido formalizado em 5 de janeiro de 2015).

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais, também está sujeita a controle ambiental. Todas as licenças necessárias à operação regular das atividades da Gasmig foram obtidas.

As licenças e autorizações ambientais emitidas pelos órgãos municipais, estaduais e federais normalmente impõem condições relacionadas aos impactos ambientais inerentes às nossas atividades, que devem ser cumpridas ao longo de sua vigência. Por isso, a CEMIG está adotando medidas adequadas para seu integral cumprimento e respectiva comprovação perante o órgão ambiental, de forma a se evitar a aplicação de eventuais penalidades administrativas e criminais, tais como multas, suspensão de operações ou revogação da licença. Nesse sentido, vale destacar a celebração do Convênio de Cooperação entre a CEMIG D e o Município de Jequitinhonha, para atendimento das condicionantes ambientais de empreendimentos construídos na região.

Além disso, a distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais, também está sujeita a controle ambiental. Todas as licenças necessárias à operação regular destas atividades foram obtidas.

Reservas Legais Ambientais

De acordo com o Artigo 12 da Lei Federal nº 2.651, de 25 de maio de 2013 (Novo Código Florestal), uma Reserva Legal é uma área localizada em uma propriedade rural ou posse rural necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação dos processos ecológicos, conservação da biodiversidade e para abrigo ou proteção da fauna e flora nativas. De modo geral, todos os proprietários de imóveis rurais são obrigados a preservar uma área como reserva legal. Porém, o Artigo 12, §7º, do Novo Código Florestal Brasileiro prevê que não será exigido Reserva Florestal Legal para áreas adquiridas ou expropriadas pelo titular de uma concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, em que projetos de geração de energia elétrica, ou subestações de energia ou linhas de transmissão ou distribuição estejam operando.

Em Minas Gerais, a Lei nº 20.922 promulgada em 17 de outubro de 2014, fez provisões na Política Florestal e na Política de Proteção da Biodiversidade do Estado, adaptando a legislação ambiental às disposições do Código Florestal. Neste sentido, a cobrança de Reserva Legal para os empreendimentos hidrelétricos foi revogada, possibilitando a retomada da análise dos processos de Licenciamento Ambiental Corretivo que haviam sido adiados por este motivo no ano anterior. Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do IBAMA, no processo de licenciamento corretivo das usinas CEMIG, expressou sua opinião, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, tomando posição contrária à necessidade de constituição de Reservas Florestais Legais.

A aprovação da nova Lei Florestal Brasileira e a exclusão dos empreendimentos hidrelétricos da necessidade de Averbação de Reserva Legal, resolveu esta questão permitindo a continuidade dos processos de licenciamento ambiental da empresa, com a obtenção das Licenças de Operação pendentes e a manutenção de sua conformidade legal.

Áreas de Preservação Permanente

Com a nova Lei de Política Florestal do Estado de Minas Gerais, foi decidido que a preparação e aprovação do Pacuera é uma condição para a concessão de Licenças Operacionais. Este requisito está agora incorporado no processo de Licenciamento corretivo e renovação de Licenças Operacionais.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal n° 9.985, promulgada em 18 de julho de 2000, e Decreto n° 4.340, promulgado em 22 de setembro de 2002, as empresas cujas atividades acarretem grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. As Unidades de Conservação incluem estações ecológicas, reservas biológicas, parques nacionais e áreas de interesse ecológico relevantes. Cada empresa possui suas compensações ambientais estipuladas pelo órgão ambiental competente, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio ambiente.

O Decreto Federal nº 6.848 / 2009, promulgado em 14 de maio de 2009 e o Decreto nº 45.175 do Estado de Minas Gerais, promulgado em 17 de setembro de 2009, regulamentam a metodologia de decisão destas medidas de compensação, exigindo

que até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias.

O Decreto Estadual nº 45.175/2009 foi alterado pelo Decreto nº 45.629/2011, que estabeleceu o valor de referência dos projetos que causam impacto ambiental significativo, conforme a seguir:

- Os projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985, decretado em 2000 utilizarão o valor escritural líquido, excluindo reavaliações ou, na sua falta, o valor do investimento feito pelo representante de tal projeto, e

- A compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985, promulgado em 2000 irá usar a referência estabelecida no item IV do artigo 1º do Decreto nº 45175 promulgado em 2009, calculada no momento da execução do projeto e corrigida com base em uma taxa de reajuste pela inflação.

Devido ao impacto da Lei das Concessões (Lei nº 12.783/2013) sobre os empreendimentos da CEMIG GT, a empresa fez uma consulta ao Instituto Estadual de Florestas, ou IEF, relativo ao Sistema de Transmissão, que por sua vez, passou a consulta à Advocacia-Geral da União, ou AGU, para o devido pagamento das compensações ambientais. O IEF submeteu o inquérito à Advocacia-Geral da União (AGU). Na data deste relatório anual, a Companhia não recebeu resposta a esta consulta.

Adicionalmente às compensações ambientais acima, inclui-se como rotinas florestais para limpezas da faixa e de acessos onde haja supressão da vegetação.

Outros requisitos ambientais podem se tornar aplicáveis devido aos impactos de vários projetos, tais como a elaboração e operacionalização de programas de monitoramento de fauna e flora da região do entorno do Sistema Elétrico, programas de educação ambiental, e Programas de recuperação de áreas degradadas, ou PRADs.

Gestão de Peixes – Programa Peixe Vivo

A construção de usinas hidrelétricas pode colocar em risco os peixes que habitam os rios, devido a diversas alterações causadas ao ambiente aquático pelo uso de barragens. Uma das principais atribuições de nossa área ambiental é garantir que não ocorram acidentes ambientais envolvendo a ictiofauna nativa em nossas usinas hidrelétricas. Além disso, para mitigar o impacto provocado pela operação das usinas, a CEMIG desenvolveu uma metodologia para avaliação do risco de morte de peixes nas usinas. Adicionalmente, desenvolvemos projetos de pesquisa em parceria com universidades e centros de pesquisas gerando conhecimento científico para embasar programas de conservação da ictiofauna mais efetivos para a empresa.

Apesar desses esforços, um incidente ocorreu em 2007, na Usina Hidrelétrica de Três Marias, resultando na morte de aproximadamente 17 toneladas de peixe, conforme estimativas da Polícia Ambiental (8,2 toneladas pelas nossas estimativas). O volume de peixes mortos não foi medido. Em consequência do ocorrido, o Instituto Estadual de Florestas nos aplicou duas multas, totalizando aproximadamente R$ 5,5 milhões, e em 8 de abril de 2010, a CEMIG e a Procuradoria do Estado de Minas Gerais assinaram um Termo de Ajuste de Conduta, ou TAC, por R$ 6,8 milhões em medidas compensatórias para melhorias ambientais na área afetada pela usina de Três Marias, na cidade de Três Marias, em Minas Gerais. Ambos os compromissos financeiros já foram quitados e as melhorias ambientais na área afetada estão sendo implementadas, como automação das grades de proteção para peixes.

Neste contexto, em junho de 2007 foi criado o Programa Peixe Vivo que surgiu da percepção por parte do corpo diretivo da CEMIG de que era necessária a adoção de medidas mais efetivas para a conservação da ictiofauna dos rios onde a empresa possui empreendimentos. As principais atividades do programa se resumem à sua missão, que são: "Minimizar o impacto sobre a ictiofauna buscando soluções e tecnologias de manejo que integrem a geração de energia elétrica pela CEMIG com a conservação das espécies de peixes nativas, promovendo o envolvimento da comunidade". Desde a sua criação, o programa atua em duas frentes, uma buscando a preservação da ictiofauna no estado de Minas Gerais e a outra focando nas definições de estratégias de proteção para evitar e prevenir a morte de peixes, nas hidrelétricas da CEMIG. A adoção de critérios científicos para tomada de decisão, o estabelecimento de parcerias com outras instituições e a modificação de práticas adotadas com as informações geradas são os princípios que norteiam o trabalho desenvolvido pela equipe do Peixe Vivo. Além disso, é de grande importância a divulgação das informações geradas para a sociedade, garantindo a transparência do programa e criando oportunidades para que a comunidade exponha seus anseios e sugestões.

Em média, no período de 2007 a 2016, a CEMIG gastou R$ 6,6 milhões por ano em atividades e projetos de pesquisa relacionados ao programa Peixe Vivo. Investimos mais R$ 6 milhões em obstáculos físicos para evitar que peixes entrem no tubo de sucção e modernização da principal estação de incubação da Estação Ambiental de Volta Grande.

Apesar de todos os avanços na área da ictiologia conquistados pelo Programa Peixe Vivo, ainda existem grandes desafios a serem estudados e compreendidos. Em 2012, cerca de 1,8 toneladas de peixes morreram em uma ocorrência na usina hidrelétrica de Três Marias. A causa da morte ainda é desconhecida e não havia sido prevista, pois as circunstâncias do acidente eram inéditas. Contudo, com a adoção de medidas para controlar os riscos ambientais e a imediata comunicação aos Órgãos Ambientais, a empresa foi autuada em R$ 50 mil, dos quais foi reduzida em 45% conforme previsto em lei pelo fato de ter realizado a comunicação imediata do dano ou perigo à autoridade ambiental e também ter colaborado com os órgãos ambientais na solução dos problemas advindos desta conduta. O valor da multa de 2012 foi 40 vezes menor (por quilo de peixe morto) quando comparado à multa aplicada pelo IEF no acidente de 2007. O Programa Peixe Vivo estudou as circunstâncias do acidente para determinar melhores formas de controle e evitar ocorrências similares.

Em 2016, o Programa Peixe Vivo participou da 46ª Sessão da Bienal do Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos, ou CIGRÉ, realizada no período de 21 a 26 de agosto em Paris, França, no Palais des Congrès. A bióloga Raquel Loures participou das sessões relacionadas à área ambiental, apresentando informações obtidas em projetos apoiados pelo Programa.

Dois livros organizados pelo programa Peixe Vivo foram lançados em 2016 para divulgar as informações sobre seus projetos. O primeiro livro com título "Pescadores do Saber" é fruto do projeto de extensão desenvolvido em parceria entre CEMIG e Universidade Federal de Lavras. Tal projeto nasceu com a missão de, além de abordar a problemática ambiental do planeta, resgatar os valores sociais, respeito pelo próximo e pelo meio ambiente. O livro contém os trabalhos desenvolvidos pelos alunos e depoimentos de pais e professores que corroboram o sucesso do projeto. A obra pretende ser um canal importante para divulgação da metodologia adotada pelo projeto e seus impactos sobre alunos e professores. O segundo livro lançado em 2016 foi a "Avaliação de Risco de Morte de Peixe em Usinas Hidrelétricas". Este é um trabalho importante para o setor elétrico. Publica os resultados de um projeto de pesquisa realizado em parceria entre a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e o programa Peixe Vivo desde 2009 em usinas hidrelétricas do Grupo CEMIG, reunindo um conjunto de informações científicas sobre os riscos de morte de peixes em Usinas Hidrelétrica, representando passo fundamental rumo ao desenvolvimento de propostas para o seu desenvolvimento.

O Programa desenvolve 9 projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 100 estudantes e pesquisadores.

Estas parcerias, que operam desde 2007, resultaram em mais de 364 publicações técnicas até o momento, além de ter sido referência nacional e internacionalmente pelas práticas de conservação da ictiofauna e diálogo com a comunidade, apresentando seu trabalho em diversos países e estados brasileiros. Estes resultados acadêmicos, juntamente com o envolvimento da comunidade têm sido usados para criar programas de conservação mais eficientes e práticas que permitem a coexistência de usinas e peixes nos rios brasileiros.

Durante a sua existência, o Peixe Vivo também recebeu o reconhecimento externo em premiações. Entre 2009 e 2010, venceu o Prêmio Brasil de Meio Ambiente na categoria "Melhor trabalho de preservação de fauna e flora". Em 2010, venceu o Prêmio Aberje na categoria "Comunicação de programas voltados à sustentabilidade empresarial" feito inédito para a CEMIG. Em 2011, o trabalho do Peixe Vivo, intitulado "Desenvolvimento de metodologia para a avaliação de riscos de morte de peixes em usinas da CEMIG" apresentado no XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, ou SNPTEE, foi selecionado como o melhor trabalho apresentado no grupo "Impactos Ambientais". Em 2013, foi finalista do *Green Project Awards* Brasil 2013, na categoria "Produtos ou Serviços". Em 2014, ficou entre os 10 primeiros colocados do 12º Prêmio *Benchmarking* Brasil 2014 e, por desenvolver melhores práticas de proteção para peixes, foi vencedor da categoria Melhor Fauna na quinta edição do Prêmio Hugo Werneck. Em 2015 o Programa Peixe Vivo foi duplamente premiado pela apresentação de dois informes técnicos durante o XXIII SNPTEE no Grupo de Impactos Ambientais. (i) o informe técnico "Comportamento de peixes a jusante de hidrelétrica: subsídios para a mitigação de impactos da geração" apresentado por Raquel Loures (GIA2) ficou em 1º lugar como melhor trabalho apresentado, e (ii) o "Uso de uma ferramenta quantitativa para a gestão ambiental de bacias hidrográficas: aplicabilidade da técnica para o setor elétrico brasileiro" apresentado por João Lopes (GIA4) foi premiado com o 3º lugar no mesmo grupo.

Ocupação Urbana de Áreas de Passagem e Margens de Represas

Dutos de Gás – Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas habitadas, e usando vias urbanas em conjunto com tubulações subterrâneas operadas por outras concessionárias de serviços públicos e órgãos

públicos. Esse fato aumenta o risco representado por obras irregulares realizadas sem prévia comunicação e consulta a nossos registros referentes às redes de distribuição de gás natural, havendo possibilidade de acidentes que possam acarretar lesões a pessoas, danos materiais e danos ambientais, em caso de ignição ou vazamento potencialmente significativos. No entanto, todas as nossas redes de gás são clara e amplamente demarcadas e sinalizadas. A Gasmig possui diversos inspetores monitorando diariamente a sua rede, para evitar obras ilegais ou escavações em estradas urbanas, invasões, construções ou erosão, conforme aplicável, ou qualquer outro problema que possa causar risco ao gasoduto. A Gasmig, por meio de seu programa "Escave com Segurança", vem formando parcerias com a comunidade, principalmente com autoridades públicas e concessionárias de serviços públicos, para divulgar seus registros a companhias que realizem escavações em vias públicas a fim de assegurar que, antes de escavar próximo a uma rede de gás natural, elas telefonem ao plantão 24 horas da Gasmig e solicitem orientações e suporte para a execução segura de sua obra.

Em 2016, a Gasmig teve emissões acidentais de um baixo volume de gás natural causado por escavações não autorizadas por terceiros que não haviam examinado previamente nossos mapas de rede de gás e trabalhos de manutenção em suas instalações de medição.

Redes de Transmissão – Temos servidão para nossa rede de transmissão e subtransmissão sobre um terreno com aproximadamente 26.966 quilômetros de comprimento. Uma parte significativa de tal terreno é ocupada por construções não autorizadas, incluindo construções residenciais. Esse tipo de ocupação gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo moradores locais, e constitui um obstáculo à manutenção e operação de nosso sistema de energia elétrica. Estamos buscando soluções para esse problema, e que envolvem a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia elétrica. O Comitê de Acompanhamento do Risco de Invasão em Faixas de Segurança de Linhas de Transmissão e Subtransmissão foi criado para minimizar esses riscos por meio do monitoramento e registro de invasões, realizando ações que previnam invasões nas passagens das linhas de transmissão e subtransmissão. Várias medidas foram adotadas para preservar a faixa de segurança das Linhas de Transmissão e Subtransmissão, entre elas citamos: a contratação de uma empresa para fiscalização sistemática e implementação de medidas de segurança e trabalhos para minimizar os riscos de acidentes; educação das comunidades sobre os riscos de acidentes envolvendo choque elétrico devido à invasão de pessoas e construções residenciais; criação de hortas comunitárias; e remoção de ocupação das faixas de segurança por meio de acordos com os moradores locais e outras autoridades e/ou através de ações judiciais.

Áreas de Represas – Implementamos medidas de segurança para proteger nossas instalações de geração de energia contra invasões, utilizando tanto postos de vigilância, quanto patrulhas móveis para o controle das margens de reservatórios. Também estão sendo planejados sistemas eletrônicos de segurança para monitorar as instalações da usina de geração. Invasores dentro das instalações são detidos e encaminhados para as delegacias, onde as queixas policiais são registradas. Há placas nas margens das represas das nossas instalações de geração hidrelétrica indicando a propriedade. Invasores de áreas são identificados pelas unidades móveis de patrulhamento por meio de inspeções periódicas nos entornos das represas. Frequentemente temos de tomar medidas judiciais para recuperar a posse das áreas invadidas. Devido ao fato de se tratar de uma área muito extensa e do número de nossas represas, estamos continuamente sujeitos a novas invasões e ocupações de margens das reservas por construções não autorizadas. Entretanto, estamos empregando nossos melhores esforços para prevenir essas invasões e quaisquer danos ambientais resultantes às Áreas de Preservação Permanente, ou APPs, em volta das represas. Na fiscalização dos reservatórios foram dispendidos cerca de 185.130 quilômetros rodados e de 1.064 horas navegadas, além de cerca de 13.507 vistorias realizadas. Ressalta-se que, para incrementar a fiscalização, foi acrescido mais um posto de fiscalização de margens de reservatórios.

O Mercado de Carbono

Acreditamos que o Brasil tem potencial significativo para gerar créditos de carbono decorrentes de projetos de energia limpa que observam o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ou MDL, ou os Mercados Voluntários. Todo ano, buscamos quantificar nossas emissões e publicar nossas principais iniciativas na redução da emissão de gás carbônico, por exemplo, através do Projeto de Emissão de Carbono.

O Grupo CEMIG participa de projetos de MDL em vários estágios de desenvolvimento, incluindo sete PCHs com capacidade de 116 MW e duas usinas hidrelétricas com capacidade de geração combinada de 3.708 MW, diversos parques de energia eólica, as quais totalizaram 668 MW e uma usina solar com capacidade de 3 MW.

A CEMIG concluiu o processo de verificação e emissão de créditos de carbono para a PCH do Cachoeirão. Estimamos que 167 toneladas de emissões de CO_2 foram evitadas através deste programa.

Gestão de equipamentos e resíduos contaminados com Bifenilas Policloradas, ou PCBs

Na CEMIG os equipamentos de grande porte que continham PCBs e data de fabricação anterior a 1981 foram retirados do sistema elétrico e encaminhados para incineração em 2001.

A legislação brasileira proíbe a comercialização de PCBs desde 1981, porém permite sua utilização em equipamentos que ainda estejam em operação. A Convenção de Estocolmo, o qual o Brasil é signatário e que foi ratificada por meio do Decreto nº 5472/2005, prevê a retirada de operação de equipamentos contaminados com PCB até 2025 e sua destinação final até 2028.

Encontra-se em andamento, no âmbito do Conselho Nacional de Meio Ambiente, ou CONAMA, a elaboração de Resolução Normativa, ou RN, que "dispõe sobre o gerenciamento ambientalmente adequado de Bifenilas Policloradas e os seus resíduos".

Os detentores de equipamentos e materiais contaminados terão prazo escalonado, sendo o prazo máximo até o ano de 2025 para retirá-los de operação/uso, devendo ainda descartá-los até 2028.

A minuta da RN está sendo apreciada na Câmara Técnica de Assuntos Jurídicos, ou CTAJ, do CONAMA, após ter sido discutida no grupo de trabalho do CONAMA e na Câmara Técnica de Qualidade ambiental e Gestão de Resíduos, ou CTQAGR. Houve seis reuniões do grupo de trabalho do CONAMA, sendo que não houve consenso final sobre alguns pontos entre os integrantes.

Há um projeto de lei sobre o mesmo assunto atualmente no Congresso: nº 1.075/2011. Uma audiência pública sobre o tema foi realizada em 22 de novembro de 2016.

O fluxograma de controle atualmente praticado na empresa poderá sofrer eventuais adequações complementares necessárias para o pleno atendimento aos requisitos da Resolução. Isso poderá resultar em altos custos operacionais.

A CEMIG participou das discussões por meio da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia e do Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico.

Tecnologias Operacionais – CEMIG Holding

Continuamos investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais de nossas redes de geração, distribuição e transmissão.
A CEMIG desenvolveu e completou o projeto de migração do seu principal data center para uma empresa especializada na prestação de serviços desta natureza, com o objetivo de otimizar suas atividades internas e aumentar a disponibilidade de infraestrutura e aplicações que suportam os seus negócios.

Centro de Operação do Sistema

O Centro de Operação do Sistema da CEMIG, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é a parte central de nossas operações. Ele coordena as operações de todo o nosso sistema elétrico e de energia, em tempo real, promovendo integração operacional da geração e transmissão da energia. Ele ainda opera a interligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estendem por mais de 50 subestações de alta e extra alta tensão, por mais de 20 usinas hidroelétricas de grande porte e 14 PCHs.

Por meio de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de energia. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e informação, e executados por pessoal altamente qualificado. O COS possui um Sistema de Gestão de Qualidade com o certificado ISO 9001:2008.

Centro de Operações de Distribuição

Nossa rede de distribuição é administrada por um Centro de Operações de Distribuição, ou COD, localizado em Belo Horizonte. O COD monitora e coordena nossas operações de rede de distribuição em tempo real. O COD é responsável pela supervisão e controle de 393 subestações de distribuição, 490.280 quilômetros de redes de distribuição de média tensão, 16.796 quilômetros de linhas de distribuição e 8 milhões de consumidores e operando em 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 10.923 serviços de campo por dia em 2016. O COD é certificado de acordo com o padrão de qualidade ISO 9001: 2000. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos do COD, incluindo sistema de atendimento, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. Tecnologias incluindo sistema de informações geográficas e comunicação de dados por satélite ajudam a reduzir o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e a prestar melhor atendimento ao cliente. Esses dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, identificam e interrompem falhas em correntes, automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho das operações e reduzindo o tempo de recuperação e os custos relacionados.

Sistema de Informações Geocientíficas

O Projeto Atlantis tem como objetivo modernizar e unificar o sistema de geoprocessamento das linhas e redes de distribuição da CEMIG e da Light, através da adoção do GE Energy Smallworld - Electric Office (EO). Estas aplicações de software fornecem gerenciamento de recursos geoespaciais, planejamento de utilidades, registros de equipamentos elétricos e projeto e análise de redes elétricas, e nos permitem cumprir as Resoluções Normativas da ANEEL. O Projeto Atlantis customizará o produto GIS (Sistema de Informação Geográfica) aplicado à gestão de linhas, subestações e linhas de distribuição de energia elétrica, capaz de dar suporte aos processos de registro e design, além de respaldar os processos de cobrança, de atendimento comercial, de proteção das receitas, operação, manutenção, planejamento e suprimento de materiais, de propriedade dos serviços e gestão de ativos. Durante o ano de 2016, o Projeto Atlantis avançou positivamente e tem sua entrada em operação programada para 2017.

Rede Interna de Telecomunicações

Acreditamos ter uma das maiores redes de telecomunicações dentre as empresas concessionárias de energia. Esta rede, composta por links de micro-ondas de alta performance providos por mais de 344 estações de comunicação e um sistema óptico com aproximadamente 2.811 quilômetros de fibras óticas, provê um mix de soluções de telecomunicações desde telefonia e rede corporativa até o monitoramento, proteção e controle de subestações, usinas, linhas de transmissão e distribuição, despacho de equipes de campo para realização de serviços técnicos e comerciais em missão crítica, previsão de relâmpagos e tempestades e sistema hidro meteorológico para operar reservatórios.

Nossa robusta rede de dados é composta, também, de instalações de comunicação que compartilham o site com mais de 300 subestações, 39 usinas e 172 linhas de transmissão e distribuição. Para suporte à supervisão e controle do sistema de distribuição em média tensão, está disponível um sistema de rádio comunicação instalado em aproximadamente 300 terminais chaves e mais de 1.610 terminais móveis de comunicação veicular conectados por satélites e serviço GPRS e 4G. A rede corporativa de dados atende a mais de 240 escritórios e unidades dentro do Estado de Minas Gerais.

O Centro de Gerência de Rede de Telecomunicações, ou CGR, localizado em Belo Horizonte, monitora e opera a infraestrutura de telecomunicações da CEMIG GT e da CEMIG D, em regime de operação contínua (24x7x365), a fim de garantir a continuidade e o perfeito funcionamento dos serviços de telecomunicações, com o objetivo de atender os requisitos de desempenho operacional e de qualidade de serviço, especificados em acordos operacionais e conforme contratos de concessão, regulamentações da ANEEL, ANATEL, ANA e procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema.

Rede de Dados Corporativos

Nossa rede de dados corporativos possui 295 unidades em 145 cidades em Minas Gerais. A arquitetura física e lógica da rede emprega recursos de segurança tais como firewalls, Sistemas de Prevenção de Invasões (*Intrusion Prevention Systems*, ou IPSs), sistemas de Prevenção contra Perda de Dados (*Data Loss Prevention*, ou DLP) e sistemas antivírus e antispam, que são continuamente atualizados para proteger informações contra acesso não autorizado, em conformidade com a ISO 27002. Um sistema de registro de eventos torna possível a investigação de ocorrências e também assegura uma base de registros históricos para atender as exigências legais.

Programa de Governança de TI

Nosso Programa de Governança de Tecnologia da Informação busca continuamente alinhar a TI com nossos negócios, agregando valor por meio da aplicação de tecnologia da informação, gerenciamento apropriado de recursos, gerenciamento de risco e cumprimento das exigências legais, regulatórias e da lei Sarbanes-Oxley.

Desde 2008, nosso Departamento de Administração de Projetos, ou DAP, de tecnologia da informação é responsável por assegurar que a administração de projetos de tecnologia da informação seja sistemática, usando metodologia, processos e ferramentas de software dedicados.

Considerando o papel importante da Governança de Tecnologia da Informação em nossos negócios, uma unidade de administração dedicada foi criada em 2009 para concentrar, planejar e executar todas as ações que sejam específicas da governança de tecnologia da informação, inclusive desdobramento da estratégia corporativa, planejamento estratégico de TI, conformidade com as leis e regulamentos, administração de qualidade, orçamentária e financeira, de serviços e de projetos.

Canais de Relacionamento com o Cliente

Contamos com seis grandes canais de atendimento aos nossos clientes de Minas Gerais. O contato de prestação de serviço de atendimento ao cliente, tanto em caráter de emergência ou para solicitações de serviços, pode ser feito através: (i) do nosso call center, sendo capaz de atender até 250.000 chamadas por dia, além de contar com um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa por Voz (IVR ou URA); (ii) das agências de atendimento pessoal, presentes nos 774 municípios da concessão; (iii) de nossa Agência Virtual, situada no website www.cemig.com.br, que oferece ao todo 16 tipos de serviços; (iv) de SMS; (v) das redes sociais Facebook (CEMIG.ATENDE) e Twitter (@CEMIG_ATENDE); (vi) do aplicativo de smartphone "CEMIG Atende" que oferece 16 tipos de serviços e do aplicativo Telegram (via serviço de bot: @CemigBot) que oferece 5 tipos de serviços.

Sistema de Gestão Comercial

Consolidamos um sistema eficiente de atendimento ao cliente, baseado em nossa plataforma SAP SAC/CRM e totalmente integrado em nosso ERP e BI que suporta nossos processos de tomada de decisões. O SAC atende aproximadamente 8 milhões de consumidores de alta, média e baixa voltagens. O sistema é uma ferramenta competitiva, adicionando segurança, qualidade e produtividade aos processos de negócios da CEMIG e se adapta com grande eficiência e velocidade a mudanças e exigências legais, normativas e do mercado.

Sistemas de Manutenção e Reparos

Os 16.796 quilômetros de linhas de distribuição de alta tensão na rede da CEMIG D, operando de 34,5 kV a 161 kV, são suportados por, aproximadamente, 53.334 estruturas, construídas principalmente de metal.

A rede da CEMIG GT possui 4.910 quilômetros de linhas de transmissão de alta tensão, suportadas por, aproximadamente, 11.507 estruturas.

A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão ocorre devido a raios, queimadas, vandalismo, vento e corrosão.

Todos os sistemas das linhas de transmissão de alta tensão da CEMIG D são inspecionados uma vez por ano com um helicóptero, sendo utilizado o equipamento "Gimbal", isto é, um sistema composto de câmaras convencionais e de infravermelho, que permite inspeções visuais e termográficas (infravermelho) simultâneas. Inspeções por via terrestre também ocorrem em intervalos de um a três anos, dependendo das características da linha, como tempo em operação, número de quedas de energia, tipo de estrutura, e a importância da linha para o sistema elétrico como um todo.

Todas as linhas de transmissão de extra alta tensão da CEMIG G e Transmissão são inspecionadas duas vezes por ano com um helicóptero. São feitas inspeções terrestres a cada dois anos com o objetivo de inspecionar todas as estruturas das referidas linhas. Anualmente é feita uma inspeção na área da faixa de servidão, com intuito de manter a área limpa de vegetação que possa causar queimadas.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências que envolvam quedas de estruturas. Em sua maior parte, nosso trabalho de manutenção em redes de transmissão é realizado com emprego de métodos de "linha viva". Temos uma equipe bem treinada, veículos especiais e ferramentas para suportar o trabalho em rede energizada e desenergizadas. Em 2015, a CEMIG GT adquiriu 37 estruturas reservas para serem utilizadas em caso de emergência. Temos uma equipe bem treinada, para o suporte em nossas linhas de transmissão quando necessário.

Nosso conjunto de equipamentos de reserva (transformadores, interruptores, prendedores, etc.) e subestações móveis são de grande importância para restabelecer prontamente a energia elétrica a nossos consumidores, em caso de emergências envolvendo falhas em subestações.

Gestão de Segurança da Informação

A Segurança da Informação, uma preocupação permanente para nossa Companhia, é garantida por meio de um sistema de gerenciamento baseado no padrão brasileiro (ABNT) NBR ISO/IEC 27001: 2013, e alinhado com as melhores práticas de mercado. Nosso sistema de administração de segurança da informação inclui processos para administração e controle de política, risco, comunicação, classificação de informações e segurança da informação. Além disso, nossas ações recorrentes para aprimoramento dos processos, comunicações, conscientização e treinamento fortalecem as práticas de segurança da informação.

Ferramentas Gerenciais

Desenvolvemos vários painéis de demonstrações de resultados, acompanhamento físico e financeiro de projetos de investimento, gerenciamento de alta voltagem e monitoramento de serviços e suas prioridades.

Modernizamos nossos canais de atendimento e desenvolvemos soluções para gestão de colaboradores e gerenciamento de segurança no trabalho.

Nosso departamento de TI está desenvolvendo soluções para automatizar os processos de logística interna, minimizando os custos para atendimento aos requisitos da ANEEL e aumentar a transparência.

Foi desenvolvida uma solução com o objetivo de otimizar os custos e o tempo de planejamento e programação da manutenção dos diversos recursos associados. Isso foi feito utilizando-se de funcionalidade padrão de Agendamento de Recursos Múltiplos ("MRS") da SAP.

Realizada integração de softwares que cuidam da manutenção de equipamentos de proteção do sistema elétrica visando aumentar a padronização, automatização e a execução da manutenção. Com objetivo de melhorar e tornar mais claro o controle físico e financeiro dos projetos das empresas de geração e transmissão, foi desenvolvida uma solução no módulo de gestão de projetos, para análise do valor agregado (“EVA”).

Ativos Imobilizados e Ativos Intangíveis

Nossos principais ativos consistem nas usinas de geração de energia elétrica e nas instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total dos nossos ativos imobilizados e ativos intangíveis, incluindo nosso investimento em certos consórcios que operam projetos de geração de energia elétrica, incluindo projetos em construção, era de R$ 14.595 milhões em 31 de dezembro de 2016.

As instalações de geração representaram 24% desse valor contábil líquido, ativos intangíveis representaram 74% deste valor contábil líquido (instalações de distribuição em ativos intangíveis representaram 83% e outros intangíveis, inclusive sistemas de distribuição de gás representam 17%), e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 1,81%).

A média de depreciação anual aplicada a essas instalações eram de: 3,30% para instalações de geração hidrelétrica, 10,04% para instalações de administração, 4,61% para instalações de telecomunicações e 3,85% para instalações termelétricas.

Com exceção da nossa rede de distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2016. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam. Nós temos direito de passagem para as nossas linhas de distribuição, as quais são nossos ativos e não serão revertidos para o proprietário quando do final da nossa concessão.

Setor Elétrico Brasileiro

Geral

Tradicionalmente, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram conduzidas por um pequeno número de companhias de propriedade do Governo Federal ou de Governos Estaduais. No passado, diversas

companhias controladas pelo poder público foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência no setor. A administração de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) tinha intenção de converter parte do setor de energia elétrica sob controle estatal em setor privado, mas a administração de Luiz Inácio Lula da Silva (2003-2010) concluiu este processo e implementou um "Novo Modelo do Setor Elétrico" para o setor elétrico brasileiro, conforme estabelece a Lei nº 10.848, promulgada em 15 de março de 2004, também conhecida como Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Já a administração de Dilma Roussef (2011-2016) implementou mudanças significativas através da Medida Provisória nº 579/2012, que se transformou na Lei 12.783/2013, e estabeleceu novas regras para a renovação ou relicitação das concessões das usinas hidrelétricas de geração de energia.

Posteriormente, na administração de Michel Temer (2016-atual), outras modificações foram trazidas ao setor pela Medida Provisória nº 735/2016, convertida na Lei nº 13.360/16, incluindo a alteração das regras de licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

O principal objetivo do Novo Modelo do Setor Elétrico era garantir o fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas seja determinada da maneira que melhor equacione a garantia de fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Para atingir taxas razoáveis, a Lei do Novo Modelo do Setor Industrial exige que todas as compras de energia elétrica por distribuidores sejam feitas por leilão, com base nos critérios de menor preço, onde a contratação seja realizada através do Mercado Regulado. Os leilões são categorizados em dois tipos: (i) leilões de fornecimento de novas usinas, visando a expansão do sistema; e (ii) leilões de energia gerada por usinas existentes, visando atender a demanda existente.

O Novo Modelo do Setor Elétrico criou dois ambientes para compra e venda de energia elétrica: (i) o ACR, ou Mercado Regulado, para a compra por distribuidoras por meio de leilões públicos de toda a energia necessária para suprir seus consumidores; e (ii) o ACL, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas (tais como Consumidores Livres e entidades que comercializam energia). As distribuidoras poderão operar apenas no Mercado Regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

Os requisitos para a expansão do setor são avaliados pelo Governo Federal através do Ministério de Minas e Energia, ou MME. Duas entidades foram criadas para fornecer a estrutura para o setor: (i) a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, uma empresa controlada pelo Estado responsável pelo planejamento de expansão de geração e transmissão; e (ii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, uma entidade privada responsável pela contabilização e liquidação das transações de curto prazo de energia elétrica. O CCEE também é responsável, através de delegação pela ANEEL, por organizar e conduzir os leilões de energia pública através do Mercado Regulado, nos qual todos os distribuidores compram energia.

O Novo Modelo do Setor eliminou o "self-dealing", obrigando os distribuidores a comprar energia pelo preço mais baixo disponível em vez de comprá-la de partes relacionadas. O Novo Modelo do Setor isentou contratos firmados antes da promulgação da lei, a fim de propiciar estabilidade regulatória às transações realizadas antes de sua aprovação.

Diversas categorias de fornecimento de energia estão liberadas de exigências do leilão público através do Mercado Regulado: (1) alguns projetos de geração de baixa capacidade localizados perto de pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e PCHs); (2) plantas qualificadas no âmbito do programa PROINFA; (3) energia de Itaipu e, a partir de 1º de janeiro de 2013, de Angra I e II; (4) contratos de compra de energia celebrados antes da Lei Modelo da Nova Indústria; e (5) concessões prorrogadas pela Lei nº 12.783. As alíquotas de comercialização da energia gerada pela Itaipu são denominadas em dólares norte-americanos e estabelecidas pela ANEEL, de acordo com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai, e também há volumes de aquisição obrigatórios. Em consequência disto, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem de acordo com a variação da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real. As alterações do preço da energia gerada por Itaipu são, contudo, neutralizadas pelo Governo Federal, que compra todos os créditos de energia da Eletrobrás.

Desafios à Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico atualmente está sendo desafiada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal, ou STF. O Governo Federal agiu para rejeitar as ações argumentando que os desafios constitucionais estavam abertos para discussão, pois está associado a uma medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente

data, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre os méritos desse processo e não sabemos quando essa decisão será obtida. Assim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal, algumas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico associada a restrições sobre distribuidoras que executam atividades não relacionadas à distribuição de energia, inclusive as vendas de energia por distribuidoras a consumidores livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas deverão continuar em pleno vigor e efeito.

Coexistência de Dois Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) o Mercado Regulado, ou ACR, que contempla a compra por companhias de distribuição por meio de leilões públicos de toda a energia elétrica necessária para atender seus clientes; e (2) o Mercado Livre, ou ACL, que contempla a compra de energia elétrica por entidades não reguladas, como consumidores livres, entidades que comercializam energia elétrica e importadores de energia.

O Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR)

No ACR, as distribuidoras adquirem energia elétrica para seus consumidores regulados por meio de leilões regulados pela ANEEL e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se dão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contrato de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser prejudicado por condições hidrológicas e baixos níveis dos reservatórios, além de outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora ficará obrigada a comprar a energia de outras fontes, a fim de cumprir seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao Mercado Regulado. Neste caso, a receita da geradora é garantida nas condições contratuais e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Em conjunto, esses acordos compreendem em contratos de compra de energia, Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou os CCEARs, no Mercado Regulado.

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de sua demanda total apurada na CCEE, estarão sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade de sanções, tal como a participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD, onde permite a gestão de superávits e déficits entre empresas de distribuição ou compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação aos 100% do consumo total pode ser adquirido ao preço do mercado de curto prazo. Se uma distribuidora contratar mais do que 105% da sua demanda total, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para minimizar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de “energia existente” em até 4% ao ano, através de negociações bilaterais por meio do Regulamento 711, através de "Contratos de Nova Energia” do MCSD, e de consumidores que optaram por se tornar livres, sendo supridos diretamente por geradores.

Com a renovação das concessões das usinas hidroelétricas, foi criado o Contrato de Contas de Garantia Física, ou CCGF. Esses contratos consideram 95% da energia das usinas cujas concessões foram renovadas a fim de mitigar o risco hidrológico desta geração. A sua contratação foi feita de forma compulsória e cada distribuidora recebeu o seu montante de acordo com o rateio feito pela ANEEL.

O Mercado Livre (Ambiente de Contratação Livre, ou ACL)

No Mercado Livre, a comercialização de energia é negociada livremente entre os geradores de energia. O Mercado Livre também inclui os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até o vencimento de seus termos atuais. Ao expirar, novos contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Os potenciais consumidores livres são aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69 kV ou a qualquer tensão, caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. A partir de 2019, os consumidores cujo abastecimento se iniciou antes de 1995 também podem migrar para o Mercado Livre, de acordo com a Lei 13.360/2016. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outras distribuidoras, além da companhia distribuidora local, se optarem em comprar energia gerada por fontes alternativas, tais como PCHs, fonte eólica ou biomassa.

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. O distribuidor pode reduzir este prazo a seu critério. Este prazo visa a assegurar que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional a fim de suprir o reingresso dos consumidores livres no Mercado Regulado. Além disso, as distribuidoras poderão também reduzir o seu montante de energia adquirida, de acordo com o volume de energia que elas não mais distribuirão aos consumidores livres. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas de maneira contrária ao que ocorre com geradoras privadas, estão compelidas a realizar a venda por meio de leilão.

Restrição às Atividades das Distribuidoras

Não é permitido aos Distribuidores no Sistema Interligado Nacional, ou SIN: (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia; (2) vender energia a consumidores livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus consumidores regulados no Mercado Regulado; (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra companhia, exceto participação em companhias criadas para captação, investimento e gerenciamento dos recursos necessários à distribuidora ou suas controladoras, ou parceria; ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, ressalvadas aquelas previstas em lei ou no contrato de concessão pertinente.

Contratos firmados antes da Promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os contratos firmados por distribuidoras e aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não serão aditados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação dos preços ou volumes de energia já contratados.

Redução da Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que as companhias de distribuição reduzam seus CCEARs: (1) para compensar a saída de potenciais consumidores livres do Mercado Regulado, de acordo com declaração específica entregue ao MME, (2) em até 4,0% ao ano do volume inicial contratado, em razão de desvios nas estimativas de projeções de mercado, a cada critério das companhias de distribuição, iniciando-se dois anos após a declaração inicial da demanda de energia e (3) na hipótese de aumento no volume de energia adquirido nos termos dos contratos firmados antes de 16 de março de 2004 (data da publicação da Lei nº 10.848/2004). Tal redução somente pode ser efetivada com relação às CCEARs de usinas existentes.

As circunstâncias nas quais ocorrerá redução da energia contratada serão devidamente especificadas nos CCEARs, ficando sua efetivação a critério exclusivo da distribuidora, em conformidade com as disposições descritas acima e com a regulamentação da ANEEL.

Nos termos da regulamentação da ANEEL, a redução da energia contratada nos CCEARs de energia existente deverá ser precedida do chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD, por meio do qual as distribuidoras que contrataram energia em excesso poderão ceder uma parte de seus CCEARs às distribuidoras que contrataram um volume menor de energia do que aquele necessário para atender a demanda de seus consumidores.

Em 2016, foi criado o MCSD de Energia Nova, que permite a transferência de novos contratos de energia entre distribuidores para compensar os excedentes e déficits. Se há mais excedente que déficit, o mecanismo também permite que os geradores ofereçam a redução dos contratos aos distribuidores para compensar esse excedente. A redução é afetada em ordem decrescente de preço e não há compensação financeira para a redução.

Além do MCSD de Energia Nova, foi publicada também a Resolução Normativa nº 711/2016, que permite a negociação bilateral de contratos entre geradores e distribuidores, permitindo a redução parcial ou total da energia contratada sob CCEARs. Este mecanismo prevê uma compensação financeira se o contrato reduzido tiver um preço acima do preço médio do portfólio do distribuidor (PMIX). Tal compensação é limitada a um período de 36 meses. Se o CCEAR tiver um preço abaixo do PMIX, a perda deve ser reembolsada ao consumidor.

Limites de Repasse

O Novo Modelo do Setor Elétrico também limita o repasse de custos de energia elétrica aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões "A-5" e "A-3", calculada com relação a todas as companhias de distribuição e cria um incentivo para que as companhias de distribuição contratem suas demandas

de energia previstas nos leilões "A-5", nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões "A-3". O Valor Anual de Referência é aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser totalmente repassados. O Decreto nº 5.163/2004 estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição de repassarem custos a consumidores:

- Não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 105% da demanda regulatória.

- Repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão "A-3", caso o volume da energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões "A-5".

- Repasse limitado de custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia elétrica, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao "Limite de Contratação" definido pelo Decreto nº 5.163.

- As compras de energia elétrica de empreendimentos existentes no leilão "A-1" estão limitadas a 0,5% da demanda da distribuidora e compras frustradas em leilões "A-1" anteriores e exposição involuntária à demanda de consumidores cativos, mais a "substituição", definida como o valor da energia necessária para restituir a energia dos contratos de compra de energia que expiraram no ano corrente ("A-1"), de acordo com a Resolução nº 450/2011 da ANEEL. Caso a energia adquirida no leilão "A-1" exceda o limite, o repasse de custos da parcela excedente a consumidores finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica originada de empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia elétrica gerada por projetos existentes.

- As compras de energia nos leilões de ajuste de mercado são limitadas a 5,0% da demanda total da distribuidora (o limite anterior, alterado pelo Decreto nº 8.379/2014, era de 1,0%, exceto para os anos de 2008 e 2009), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência.

- Caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos Termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, nos casos em que o Governo Federal decretar redução compulsória do consumo de energia em certa região, todos os contratos de quantidade de energia do mercado regulado registrados na CCEE em que a compradora estiver localizada terão seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo.

Tarifas

As tarifas de energia elétrica no Brasil são determinadas pela ANEEL que tem competência para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições previstas nos contratos de concessão pertinentes. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê um reajuste anual das tarifas. De modo geral, os 'custos da Parcela A' são integralmente repassados aos consumidores. Os 'custos da Parcela A' são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da companhia de distribuição. Os 'custos da Parcela B', que são custos que estão sob o controle dos distribuidores, são ajustados pela inflação de acordo com o índice IPCA. O reajuste anual médio da taxa inclui componentes como variação interanual dos custos da Parcela A ("CVA") e outros ajustes financeiros, que compensam as variações nos custos da empresa para cima ou para baixo que não puderam ser previamente consideradas na taxa cobrada no período anterior.

As concessionárias de distribuição também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais determinados pelo regulador e a remuneração adequada dos investimentos classificados como essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada companhia, e (ii) determinar o Fator X, que é calculado tomando por base os ganhos médios de produtividade decorrentes de aumentos de escala e os custos trabalhistas. O Fator X é um resultado de três componentes: um fator de produtividade que representa os ganhos de produtividade (Xpd); o fator de qualidade (XQ), que pune ou recompensa a distribuidora conforme a qualidade do serviço prestado e o Fator Xt, que tem como objetivo reduzir ou aumentar os custos regulatórios operacionais durante o período de cinco anos entre as revisões tarifárias, para alcançar o nível definido para o ano que antecede o ciclo de revisões.

Em 2011, a ANEEL celebrou a Audiência Pública nº 040/2010, que tratou da metodologia da terceira revisão periódica. Para calcular a taxa de retorno, a ANEEL utiliza a metodologia de Custo Médio Ponderado do Capital ("WACC"), o que resultou em uma taxa de 7,50% após os impostos em comparação à taxa de 11,25% aplicada no último ciclo. Essa taxa de retorno é aplicável aos investimentos realizados pela CEMIG D até o próximo ciclo tarifário, que será realizado em 2018. Depois disso, a nova taxa de retorno calculada pelo regulador é de 8,09% após impostos.

A ANEEL também alterou a metodologia utilizada para calcular o Fator X da metodologia de fluxo de caixa descontado para o método de Produtividade Total dos Fatores, ou PTF, que consiste em definir os possíveis ganhos de produtividade para cada companhia com base nos ganhos médios de produtividade. Também foram incluídos os outros dois componentes, conforme mencionado acima: XQ e Xt. Os componentes do fator X, determinado na revisão de 2013 para o período 2013/2018, foram: Xt = 0,68% e Xpd = 1,15%. Em cada revisão é calculado um XQ que será somado aos valores anteriores.

A ANEEL também emitiu regulamentações que regem o acesso às instalações de distribuição, transmissão e estabelecendo TUSD e TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Consumidores Livres para o uso do sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações mais detalhadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, veja a seção – "Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão".

Em 2015, a ANEEL separou parte dos custos de energia variável de distribuidores, previamente acordados em serem aplicados em 2016, e criou uma taxa adicional que seria repassada aos consumidores através de suas contas de energia elétrica. Esse sistema ficou conhecido como "bandeiras tarifárias". As bandeiras tarifárias sinalizam para o consumidor o custo real de geração no momento em que ele está consumindo a energia. O sistema é simples: as cores das bandeiras (verde, amarelo ou vermelho) indicam se, com base nas condições de geração de energia elétrica, o custo da energia para os consumidores vai aumentar ou diminuir. Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas contas dos consumidores. Se as condições são um pouco menos favoráveis, a bandeira passa a ser amarela e há uma cobrança adicional, proporcional ao consumo, que atualmente tem a taxa de R$ 2,50 por 100 kWh (ou suas frações). Já em condições ainda mais desfavoráveis, a bandeira fica vermelha e o adicional cobrado passa a ser proporcional ao consumo que atualmente tem a taxa de R$ 4,50 por 100 kWh (ou suas frações). Durante todo o ano de 2015 a bandeira tarifária permaneceu no vermelho. Em 2016, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela fixada em R$ 1,50 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 fixada em R$ 3,00 e a bandeira vermelha 2 fixada em R$ 4,50. Durante 2016 houve bandeiras vermelhas em janeiro e fevereiro, amarelo em março e novembro e verde nos outros meses.

A ANEEL, ao fazer o reajuste tarifário das distribuidoras de energia, estima os custos considerando um cenário favorável de geração de energia. No entanto, em 2015, tais ajustes foram adiados para o próximo ano, até a data do reajuste tarifário seguinte.

Aquisição de Terrenos

As concessões outorgadas à CEMIG pelo Governo Federal não incluem a outorga da propriedade do terreno onde as usinas estão localizadas. As concessionárias de energia elétrica no Brasil, em geral, têm de negociar com cada um dos proprietários de terra para obter o terreno necessário. No entanto, caso a concessionária não consiga obter o terreno necessário na forma amigável, tal terreno poderá ser desapropriado para uso da concessionária mediante legislação específica. Nos casos de desapropriação governamental, as concessionárias poderão ser compelidas a participar de negociações relacionadas ao valor da indenização dos proprietários e ao reassentamento das comunidades em outras áreas. Fazemos todos os esforços para negociar com as comunidades antes de tomarmos medidas legais.

O Sistema Elétrico Brasileiro – Visão Operacional

A produção e transmissão de energia elétrica brasileira é um sistema hidroelétrico e térmico em larga escala composto predominantemente de usinas hidrelétricas, com muitos proprietários separados. A Rede Interligada Brasileira é formada por companhias das regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte do Brasil. Aproximadamente 2% da capacidade de geração de energia do Brasil estão alocados fora da Rede Brasileira, em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 247.464,98 MW, dos quais apenas 38% foram aproveitados ou estão sendo construídos de acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em dezembro de 2015.

Em dezembro de 2016, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 159,70 GW, sendo aproximadamente 61,4% hidrelétrica, de acordo com a Matriz de Energia Elétrica disponível no Banco de Informações de Geração, ou BIG, divulgado pela ANEEL. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – um total de 14.000MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai. No Brasil, há aproximadamente 128.747 quilômetros de linhas de transmissão com tensões iguais ou superiores a 230 kV.

Aproximadamente 34% da capacidade de geração instalada e 47% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil são operadas pela Eletrobrás, empresa controlada pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem sido historicamente responsável pela implementação de programas de política energética e preservação e gerenciamento ambiental. As redes de transmissão de alta tensão restantes são controladas por companhias de energia estatais ou locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Contexto Histórico

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, a exploração e comercialização de energia poderão ser realizados diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Desde 1995, o Governo Federal tomou diversas medidas para reestruturar o setor elétrico. De modo geral, essas medidas visavam ao aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, para desta forma, ampliar a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.

O Governo Federal promulgou a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, a Lei de Concessões, e a Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, a Lei de Concessão de Energia Elétrica, que juntas:

- exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;
- gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica com demanda significativa (em geral superior a 3 MW), designados consumidores livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;
- previram a criação de companhias de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou em parte, a sua energia a consumidores livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;
- concederam aos consumidores livres e aos fornecedores de energia elétrica pleno acesso às redes de distribuição e transmissão;
- eliminaram a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade de 1 MW a 30 MW, ou PCHs, que foi alterada em 28 de maio de 2009 pela Lei nº 11.943 e pela Lei nº 13.360/2016, elevando o limite de 30 MW para 50MW, independentemente de ser caracterizado como uma PCH ou não.
- O atual regulador, a ANEEL, e o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foram criados em 1997.

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, ou Lei do Setor Elétrico, para reformar a estrutura básica do setor de energia, conforme segue:

- O estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento.
- A criação do ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos, responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional.
- A instituição de licitações públicas para concessões relativas à construção e operação de usinas e de instalações de transmissão, além dos requisitos de participação em licitações exigidos pela Lei de Concessões e pela Lei de Concessão de Energia Elétrica.

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo como principal objetivo o de propiciar aos consumidores segurança no abastecimento de energia, combinada com a razoabilidade tarifária. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, que disciplina a comercialização de energia, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos consumidores finais.

Em 12 de setembro de 2013, o Governo Federal promulgou a Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783, referente à prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, com o objetivo de reduzir encargos setoriais e obter tarifas a preços razoáveis. Essa legislação alterou as regras aplicáveis a certas concessões e implementou novas regras no processo de licitação para certas concessionárias e ajustes nas tarifas.

Em 18 de agosto de 2015 o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 688, convertida na Lei 13.203, de 08 de dezembro de 2015, que criou o mecanismo da renegociação voluntária de riscos hidrológicos, haja vista que eles afetam as empresas de geração hidrelétrica. Na mesma lei, o governo alterou as regras do processo de licitação para certos tipos de concessões.

Em 22 de junho de 2016, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 735, convertida na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei n º 12.783, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Racionamento e Aumentos Extraordinários de Tarifas

Racionamento de energia; medidas governamentais para compensar concessionárias de energia elétrica.

No final de 2000 e início de 2001, os baixos níveis pluviométricos, o crescimento significativo da demanda por energia elétrica, e a significativa dependência do Brasil da energia elétrica gerada a partir de fontes hidrelétricas resultou em uma queda anormal nos níveis de vários dos reservatórios utilizados pelas maiores usinas de geração hidrelétrica do Brasil. Em maio de 2001, o Governo Federal anunciou um conjunto de medidas que exigiam redução no consumo de energia elétrica em resposta a essas condições ("Plano Nacional de Conservação de Energia Elétrica"). Nos termos deste plano, as companhias de distribuição e de geração de energia elétrica (como a CEMIG) foram recompensadas pelas perdas de receita decorrentes do racionamento imposto pelo governo federal – seja devido ao menor volume de vendas, ou a redução nos preços de venda de energia elétrica, ou pela compra de energia elétrica pela CCEE. Esta compensação foi dada na forma do direito de cobrar aumentos extraordinários das tarifas de energia elétrica aos consumidores por um período futuro, que foi em média 74 meses e terminou em março de 2008.

No entanto, o Novo Modelo do Setor Elétrico (que tem como um de seus principais propósitos garantir o abastecimento de energia elétrica) criou leilões para o mercado regulado, em que é possível comprar energia elétrica proveniente de novas instalações para garantir o suprimento de energia. Desde que o Novo Modelo do Setor foi criado, aproximadamente 47.000 MW de capacidade foram colocados nestes leilões, para início de fornecimento entre 2008 e 2017.

Desse montante, um total de 5.97 MW foi contratado em "Leilões Reserva" – ou seja, esta capacidade de energia não está comprometida com qualquer contrato, ou a qualquer fornecimento mínimo.

Na estação chuvosa do final de 2012 e início de 2013, a incidência de chuva foi inferior ao esperado na região Sudeste do Brasil, e nesta situação as usinas termelétricas foram ativadas para gerar oferta complementar para atender às necessidades de consumo de energia elétrica do sistema. Neste período, a principal estratégia do ONS foi de preservar a capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas e garantir o abastecimento das necessidades de energia do sistema ao longo de todo o ano de 2013. Com isso, as despesas com geração termelétrica ficaram em um patamar elevado, e o Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD, também se manteve elevado, com o menor valor médio mensal de R$ 121,29/MWh em julho de 2013.

Novamente, na estação chuvosa do final do ano de 2013 e início de 2014, as chuvas no Sudeste foram menores do que a média esperada, quebrando o recorde histórico. Isso levou o sistema a um estado de alerta durante todo o ano de 2014, concentrando os esforços da operação em como manter a capacidade do sistema para suprir as necessidades de consumo. O ONS continuou a despachar todas as usinas termelétricas e flexibilizou as restrições hidrelétricas para manter os níveis de armazenamento e atender a demanda. Ao longo do ano, o PLD atingiu o teto regulamentado, elevando-se para R$ 822/MWh durante vários meses. Neste ano, a média ficou em R$ 688/MWh. No final de 2014, os níveis de armazenamento mais uma vez atingiram o seu nível mais baixo, colocando forte pressão sobre o ONS para que pudesse garantir o funcionamento total do sistema.

A fim de manter o fornecimento exigido durante 2015, o ONS continuou a utilizar a capacidade total das usinas termelétricas, já que não houve melhora da hidrologia durante a estação chuvosa. A fim de evitar um possível racionamento, o Governo Federal reviu as tarifas aplicáveis, removendo subsídios e passando o custo de geração termelétrica diretamente aos consumidores, resultando em um aumento de 50% no custo da energia. O efeito do aumento dos preços da energia, juntamente com o fraco desempenho da economia levou a uma queda de 1,3% no consumo de energia em relação a 2014. Com o consumo de energia baixo, a utilização térmica adicional e a melhoria da hidrologia na segunda metade de 2015, o sistema elétrico brasileiro atendeu à demanda e não houve necessidade de racionamento. Mais uma vez, encerramos o ano com baixos níveis de água, que estão armazenados em reservatórios.

No mercado de curto prazo (spot), o PLD fechou com uma média anual de R$ 287,20/MWh em 31 de dezembro de 2015. O limite de preço para 2015 foi de R$ 388,48/MWh.

Com a queda no consumo de energia e com o aumento das chuvas próximo da média histórica na estação chuvosa, a pressão sobre o funcionamento do sistema foi atenuada em 2016, o que possibilitou o desligamento gradual das usinas térmicas que estavam operando devido à segurança energética. No entanto, as regiões norte e nordeste continuaram com a escassez e registraram chuvas historicamente baixas. Como resultado, algumas usinas térmicas nessa região permaneceram em operação. Em 2016, o PLD médio foi R$ 93,98/MWh com teto de R$ 422,56 / MWh.

Conflitos de interesse entre a CEMIG e outros usuários de água.

A operação de reservatórios de geração de energia elétrica pela CEMIG exige que ela avalie os múltiplos usos da água por parte de outros usuários da bacia hidrográfica em questão, o que requer que se considere a viabilidade de diversos fatores, incluindo os ambientais, a irrigação, os cursos d'água e pontes. Em períodos de seca severa, como a do início de 2013, a CEMIG esteve ativamente envolvida no monitoramento e na elaboração de projeções dos níveis de reservatórios e na manutenção de um diálogo com as autoridades do poder público, com a sociedade civil e os usuários. Embora a CEMIG envolva outros usuários essenciais e leve em conta os interesses da sociedade no que se refere ao seu uso da água, os interesses que competem entre si no tocante à utilização da água poderiam, dentro de certos limites mínimos estabelecidos pela legislação, afetar o uso da água em nossas operações, que por sua vez, poderia afetar o nosso resultado operacional ou as nossas condições financeiras. Potenciais conflitos entre a CEMIG e outros usuários são monitorados através da participação ativa da Companhia em Comitês de Bacias Hidrográficas, bem como nos Conselhos Técnicos relacionados, e também nos Grupos de Trabalho nos quais usuários de água, a sociedade civil organizada e as autoridades do poder público são representadas. A CEMIG participa de 5 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle federal e de 20 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle estatal local. A Companhia também monitora as notícias publicadas em vários veículos da mídia, recebe comentários e reclamações durante os períodos de enchentes e de secas, e atua, além disto, no sentido de resolver eventuais conflitos com as comunidades que vivem nas bacias hidrográficas onde ela possui usinas hidrelétricas.

Para os novos projetos, a CEMIG elabora um estudo de impacto socioambiental e realiza audiências públicas com todas as partes interessadas, nas quais são analisadas sugestões para a avaliação de eventuais conflitos em potencial. Quando o projeto atinge a fase operacional, é preparado um Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial, com a participação dos grupos de interesse. Esse plano é pensado de forma a conduzir as atividades de conservação, recuperação, uso e proteção ambiental do reservatório e da área do seu entorno de maneira equilibrada, em conformidade com a legislação aplicável, às necessidades do projeto e as demandas da sociedade.

A CEMIG realiza, além disto, um programa denominado "Proximidade", que coordena as atividades que visam a melhora do relacionamento com as comunidades afetadas. Através desse programa, a Companhia organiza reuniões públicas a respeito de assuntos, tais como a operação e os procedimentos de segurança das suas usinas hidrelétricas; condições climáticas; e aspectos ambientais. A Companhia também proporciona oportunidades de visitas guiadas abertas ao público. Através do programa "Proximidade", a CEMIG também recebe comentários e reclamações da população afetada e estabelece parcerias com lideranças da comunidade local, entidades públicas, a mídia local e outros atores responsáveis pela segurança e por enchentes, incluindo associações de Defesa Civil, Brigadas de Incêndio e a Polícia Militar.

E por fim, a CEMIG emprega um sistema de gerenciamento de risco para analisar os cenários e estimar o grau de exposição financeira a riscos, considerando a probabilidade de cada evento e o seu impacto. Nos cenários relacionados com potenciais conflitos com outros usuários, a CEMIG avalia, também, os efeitos decorrentes de secas prolongadas, que pode conduzir um aumento na competição por água entre o setor elétrico e outros usuários, bem como os riscos decorrentes de consequências de inundações resultantes do excesso de chuva.

Concessões

Conduzimos a maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico.

Em 22 de setembro de 2004, ainda sob a vigência das regras estabelecidas pela Lei nº 9.074, promulgada em 07 de julho de 1995, solicitamos à ANEEL a prorrogação por 20 anos das concessões das usinas hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte. Em 14 de janeiro de 2007, o Governo Federal aprovou a prorrogação das concessões dessas usinas elétricas por um período de 20 anos a partir de 24 de julho de 2005 até 24 de julho de 2025. O contrato de concessão relacionado foi aditado em 22 de outubro de 2008, para refletir a prorrogação outorgada à CEMIG.

Em 11 de setembro de 2012, foi editada a Medida Provisória nº 579 de 2012, convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre a prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. De acordo com a referida norma, tais concessões poderão ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos.

Em 4 de dezembro de 2012, a CEMIG assinou a segunda emenda do contrato de transmissão nº 006/1997, que prorrogou as concessões sob tal contrato por 30 anos, de acordo com a MP nº 579, a partir de 1º de janeiro de 2013. Isso resultou em um ajuste do RAP dessas concessões, o que reduzirá as receitas que receberemos decorrentes dessas concessões. O Governo brasileiro nos compensou pela redução da RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes do ano de 2000 ainda não foram compensados. De acordo com a Lei nº 12.783, somos obrigados a ser compensados pela redução da RAP dos ativos em operação antes de 2000, num período de 30 anos, sendo os valores ajustados pelo IPCA. Tal compensação foi tratada pela Portaria MME nº 120/2016, que determinou que o reconhecimento dos valores devidos ocorreria a partir do processo de reajuste tarifário de 2017.

Também em 04 de dezembro de 2012, a CEMIG optou por não aderir à prorrogação das concessões de geração que expirariam no período entre 2013 e 2017, que são: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Volta Grande, Camargos, Peti, Piau, Gafanhoto, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Dona Rita, Sumidouro, Poquim e Anil. Com relação às usinas que teriam a primeira prorrogação das respectivas concessões após edição da MP nº 579, a saber, Jaguara, São Simão e Miranda, a Companhia entende que o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 permite a prorrogação da concessão destas usinas por mais 20 anos, até 2033, 2035 e 2036 respectivamente, sem aplicação de qualquer restrição.

Com fulcro nesse entendimento, a CEMIG GT impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguara, ou UHE Jaguara, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997. A Companhia obteve provimento liminar, ainda em vigor, que lhe dá o direito de continuar a operar comercialmente da UHE Jaguara até 3 de setembro de 2013, até que este Mandado de Segurança seja definitivamente julgado. Houve julgamento do mérito desta ação em que foram indeferidos os pedidos feitos pela CEMIG GT. Antes que o resultado deste julgamento fosse publicado, o que impediria a interposição do recurso adequado, a CEMIG GT propôs Ação Cautelar junto ao Supremo Tribunal Federal, ou STF em que pleiteou provimento liminar que lhe permitisse continuar operando e gerenciando a usina. A Medida Cautelar foi concedida em 21 de dezembro de 2015. Com a publicação do resultado do mandado de segurança, a CEMIG GT interpôs o Recurso Ordinário dirigido ao Supremo Tribunal Federal em 1º de março de 2016. Em 21 de março de 2017, a medida cautelar proferida no caso da medida provisória acima citada foi revogada pelo Ministro Relator.

Pelos mesmos fundamentos e na iminência do vencimento do prazo originalmente previsto para que findasse a concessão da UHE de Jaguara, a CEMIG GT também solicitou mandado de segurança no Superior Tribunal de Justiça, ou STJ, com relação à UHE de São Simão, contra o Ministério de Minas e Energia, a fim de assegurar o direito de ampliar sua concessão. O provimento liminar originalmente obtido pela Companhia em 19 de dezembro de 2014 para continuar no controle da exploração da UHE São Simão até o julgamento do Mandado de Segurança foi revisto e cassado pelo Ministro Relator em 30 de junho de 2015. Neste regime jurídico, a CEMIG GT tem o controle da usina desde setembro de 2015, a energia gerada pela UHE São Simão foi alocada ao Mercado Regulado e paga pelo regime de "quotas", pelo qual a CEMIG GT tem direito a receber um montante igual aos custos de operação e manutenção da usina e está sujeito a ajustes relacionados ao seu desempenho, ao invés de poder vender a energia no Mercado Livre. Mesmo assim, no âmbito do STJ, o Ministro Relator, tendo em vista o deferimento de liminar pelo Supremo Tribunal Federal para suspensão do feito nos autos da UHE Jaguara, intimou a CEMIG GT para se manifestar quanto à suspensão do feito quanto à UHE São Simão. A CEMIG GT, por sua vez, manifestou interesse na suspensão, contudo pugnou pela concessão da liminar para que seja empregado o mesmo desfecho conferido à UHE Jaguara, no sentido de manter a CEMIG GT na titularidade da concessão da UHE São Simão nas mesmas condições da UHE Jaguara, ou seja, observando-se as bases originais do Contrato de Concessão nº 007/1997, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A liminar foi concedida pelo Ministro Relator e permite a CEMIG GT manter a

titularidade da concessão da UHE São Simão, nas bases iniciais do Contrato de Concessão nº 007/1997, até a conclusão do julgamento. Em 28 de março de 2017, esta medida cautelar foi revogada.

A CEMIG GT impetrou novo Mandado de Segurança, 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 UHE Miranda com base na Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997. A CEMIG GT obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Miranda até que este Mandado de Segurança fosse definitivamente julgado. O Ministro Relator revogou esta liminar em 29 de março de 2017, em resposta a uma moção para a revisão da sentença proferida pelo Governo Federal contra o Agravo Interno. Atualmente não há julgamento do mérito desta ação.

Em 21 de fevereiro de 2017, a CEMIG GT fez nova solicitação ao Ministério de Minas e Energia, ou MME por meio da qual reiterou o pedido administrativo de prorrogação por 20 anos da concessão das UHE de Jaguara, São Simão e Miranda, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997. Nessa nova solicitação, que reforça o interesse da Companhia nas usinas, a CEMIG GT realizou também um pedido subsidiário, para o caso de rejeição, no sentido de que a concessão destas UHE seja transferida/outorgada a uma de suas subsidiárias, para os fins do que determina o §1º-C do art. 8º vigente da Lei nº 12.783/2013 (incluído pela Lei nº 13.360, de 17/11/2016) que possibilita à União outorgar contrato de concessão de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 anos associado à transferência do controle da pessoa jurídica prestadora deste serviço, sob controle direto ou indireto do Estado, do Distrito Federal ou do Município. A apresentação do pedido da subsidiária não resulta em qualquer renúncia da CEMIG GT ao seu direito à extensão garantida das concessões, conforme especificado na Cláusula 4 do Contrato de Concessão 007/1997, que é objeto das ações judiciais que atualmente estão em andamento contra o Governo Federal.

Nos anos de 2014 e 2015, o Brasil sofreu uma grave seca que culminou em novas alterações ao marco regulatório, estabelecido pela Medida Provisória nº 688/2015, que foi convertida na Lei nº 13.203/2015. Esta lei, entre outras medidas, alterou significativamente a Lei nº 12.783/2013, criando um mecanismo de repactuação voluntária do risco hidrológico, uma vez que afeta as empresas hidrelétricas e altera as regras de determinadas licitações na concessão de geração hidrelétrica. Posteriormente, em 2016, outras modificações foram introduzidas ao setor pela Medida Provisória nº 735/2016, convertida na Lei nº 13.360/2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei nº 12.783/2013, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/2015 em 7 de outubro de 2015, já contemplando o novo contexto regulatório para renovação de concessões de usinas existentes, estipulado na Lei 13.203/2015, o Conselho de Administração da Companhia autorizou sua participação e a CEMIG GT logrou êxito no leilão, realizado na BM&F Bovespa em 25 de novembro de 2015. A CEMIG arrematou o Lote 'D', composto por 18 usinas hidrelétricas: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos Joasal, Paciência, Piau, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua produção básica garantida é de 420,2 MW na média.

Esses contratos de concessão têm prazo de 30 anos, iniciando em janeiro de 2016 e, vencendo em janeiro de 2046 e durante o primeiro semestre de 2016, foram cedidos pela CEMIG GT às sete subsidiárias integrais criadas para operação comercial (CEMIG Geração Camargos, CEMIG Geração Itutinga, CEMIG Geração Três Marias, CEMIG Geração Volta Grande, CEMIG Geração Leste, CEMIG Geração Oeste e CEMIG Geração Sul).

Contratos de Distribuição: Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica, a CEMIG D, conforme disposto no Decreto nº 7.805/2012 e Decreto nº 8.461/2015, indicou o aceite pela prorrogação dos seus contratos de concessão, vindo a assinar, em dezembro de 2015, o Quinto Termo Aditivo aos Contratos de Concessão. Esta emenda garante a prorrogação das concessões citadas acima por mais 30 anos, a partir de 1º de janeiro de 2016 até 2 de janeiro de 2046. A nova emenda também exige que a CEMIG atenda a regras mais rigorosas em relação à qualidade do serviço, à sustentabilidade econômica e financeira da CEMIG, que devem ser atendidas durante os 30 anos da concessão.

Essa conformidade será avaliada anualmente pela ANEEL e, em caso de descumprimento, a concessionária poderá ser obrigada a efetuar o aporte de capital por parte de seus acionistas controladores. Nos primeiros cinco anos, o descumprimento de uma meta por dois anos seguidos ou de quaisquer dessas metas no quinto ano resultará na caducidade da concessão.

Principais Autoridades Regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos brasileiros e garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia, ou MME

O MME é o principal órgão regulador do Governo Federal, no que concerne ao setor energético. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, agindo principalmente por intermédio do MME, assumiu certos deveres que estavam anteriormente sob a responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de diretrizes que regem as licitações para concessões atinentes a serviços públicos e bens públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal função da ANEEL é regular e fiscalizar o setor elétrico, de acordo com a política determinada pelo MME, e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal.

Operador Nacional do Sistema, ou ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por consumidores livres e pelas companhias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observadas a regulamentação e supervisão da ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE

Um dos principais papéis da CCEE é comandar os leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas: (1) pelo registro de todos os contratos de compra de energia no Mercado Regulado (CCEAR), e contratos do Mercado Livre, e (2) pela contabilização e liquidação de operações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD, leva em conta fatores similares àqueles com base nos quais o Mercado Atacadista de Energia costumava determinar tais preços, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao saldo entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse balanço poderá ter sobre o uso otimizado dos recursos energéticos pelo ONS.

A CCEE é constituída de agentes de geração, distribuição e comercialização de energia e por consumidores livres, e seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados por tais agentes e por um membro, o presidente, indicado pelo MME.

Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE. Uma companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, a energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE é responsável: (i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira; (ii) pela preparação e publicação do balanço energético nacional; (iii) pela identificação e quantificação das fontes de energia; e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração. As pesquisas realizadas pela EPE serão utilizadas para subsidiar o MME na formulação de

políticas para o setor energético nacional. A EPE é também responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos nos leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico, ou CMSE

O Decreto nº 5.175, sancionado em 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico, ou CMSE, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança das condições de suprimento de energia elétrica e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, ou CPAMP

A Portaria nº 47, sancionada em 19 de fevereiro de 2008, criou o Comitê Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, ou CPAMP, com o objetivo de garantir a coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE.

Limitações à Propriedade

Em 10 de novembro de 2009, a ANEEL emitiu a Resolução nº 378, que determinou que a ANEEL, ao identificar um ato que possa causar competição desleal ou resultar em controle relevante do mercado, deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico, ou SDE, do Ministério da Justiça, de acordo com o artigo 54 da Lei nº 8.884, sancionado em 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei nº 8.884 foi revogada e substituída pela Lei nº 12.529, que encerrou a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral. Essa divisão, se necessário, exigirá que a ANEEL analise esses eventos, sobre os quais o CADE decidirá se sanções devem ser aplicadas. Conforme disposto nos artigos 37 e 45 da Lei nº 12.529 deverá ser aplicada uma punição pela prática de tais atos, que podem variar de multas pecuniárias à cisão da companhia.

Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, um Decreto Federal criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, ou PPT, com vistas a diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência de usinas hidrelétricas.

Em 2002, foi instituído o PROINFA pelo Governo Federal para criar certos incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e projetos de biomassa.

A Lei nº 9.427/96, alterada pela Lei nº 10.762/03, estabeleceu, ainda, que as usinas hidrelétricas com uma capacidade instalada igual ou inferior a 1 MW, usinas de geração classificadas como PCHs, e as que utilizam fontes solares, eólicas, de biomassa ou de cogeração, com uma capacidade injetada na rede não superior a 30 MW, utilizada para produção independente ou autoprodução, terão direito a desconto de até 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, cobradas sobre a produção e consumo da energia vendida. Este dispositivo legal foi regulamentado pela ANEEL por meio de suas Resoluções nº 077/2004, 247/2006 e 271/2007.

O governo promoveu dois leilões para geração de energia alternativa e quatro leilões regulados de reserva, nos quais os projetos são de energia eólica, PCH ou de biomassa.

Encargos Regulatórios

Reserva Geral de Reversão, ou RGR e Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP

Em certas circunstâncias, as companhias de energia são indenizadas por bens utilizados na concessão se essa for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou a Reserva Global de Reversão, ou RGR, destinada a prover recursos para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a imposição de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras, transmissoras e certas geradoras que operam sob regime de serviço público efetuem contribuições mensais à RGR a uma taxa anual correspondente a 2,5% dos ativos imobilizados da companhia em operação, mas nunca superior a 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Recentemente, a RGR foi utilizada, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição.

O Governo Federal impôs taxa aos PIE que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as PCH e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de companhias do setor público no que tange à RGR. Os PIE são obrigados a efetuar contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as normas de cada licitação

pública para a outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu os pagamentos do UBP até 31 de dezembro de 2002. Desde então os pagamentos ao Fundo UBP são efetuados diretamente ao Governo Federal.

Desde janeiro de 2013, a Reserva Global de Reversão não é cobrada: (i) de distribuidoras; (ii) de serviços de transmissão e geração cujas concessões tenham sido prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013; e (iii) de serviços de transmissão cujo processo de licitação tenha sido iniciado a partir de 12 de setembro de 2012.

Conta de Consumo de Combustível, ou CCC

A Conta de Consumo de Combustível, ou CCC, 1973 foi criada em 1973 a fim de gerar reservas financeiras para cobrir os altos custos associados com o uso de usinas termelétricas, especialmente na Região Norte do Brasil, por conta dos custos operacionais mais altos das usinas termelétricas em relação às usinas hidrelétricas. Todas as empresas de energia elétrica são obrigadas a contribuir anualmente para a CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo do combustível necessário pelas usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC foi então usada para reembolsar os geradores que operam as usinas termelétricas por uma parte substancial dos seus custos de combustível. O CCC foi administrado pela Eletrobrás e, de acordo com a Lei nº 13.360/2016, será administrado pela CCEE.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as usinas hidrelétricas no Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hídricos. Esses valores são calculados com base no volume de energia gerado por cada usina e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE

Em 2002, o Governo Federal criou a CDE para estar em vigor por 25 anos, subsidiada por: (i) pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos; (ii) penalidades e multas impostas pela ANEEL; e (iii) desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Os montantes são ajustados anualmente. A CDE foi criada para apoiar: (1) o desenvolvimento da produção em todo o país; (2) a produção de energia por meio de fontes alternativas; e (3) a universalização dos serviços de energia em todo o Brasil. Com a promulgação da Lei nº 12.783/2013 seus recursos também foram utilizados para assegurar a diminuição das tarifas de energia elétrica. A CDE é administrada pela Eletrobrás e, de acordo com a Lei nº 13.360/2016, será administrado pela CCEE a partir de maio de 2017.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao PROINFA, à CDE, à CCC ou a omissão em efetuar pagamentos devidos em virtude da compra de energia no ambiente regulado impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (ressalvada a revisão extraordinária) ou de receber recursos decorrentes da RGR ou da CDE.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, é uma taxa anual cobrada pela ANEEL para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada conforme Procedimento de Regulação Tarifária, ou PRORET – (Submódulo 5.5 – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE) com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), sendo proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,4% do benefício econômico anual, considerando a capacidade instalada, auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à ANEEL em 12 parcelas mensais.

Conta do Ambiente de Contratação Regulada, ou Conta ACR

Em dezembro de 2012 expiraram cerca de 8.600 MW em contratos de energia das distribuidoras. Esses contratos tinham sido assinados nos primeiros leilões de energia existentes, realizados em 2005, e deveriam ser recontratados em um novo leilão de energia, no entanto, o Governo Federal não realizou o leilão em 2012 porque ele esperava que, com a renovação de contratos de concessão, essa energia seria fornecida pelo Contrato de Cotas de Energia Assegurada. Contudo, a quantidade de energia renovada foi menor do que o esperado e as distribuidoras ficaram subcontratadas em 2.000 MW em 2014; e 2.500 MW em 2015. Até 2016, a diminuição do consumo de energia elétrica resultou em um equilíbrio entre os contratos de compra de energia e a demanda das empresas de distribuição. A Conta ACR foi criada em 2014 para cobrir a exposição que as empresas de distribuição venham a ter como resultado de valores subcontratados. Até 2015, o menor consumo de energia

eliminou o déficit subcontratado e resultou em um nível de contratação mais regular. Assim, em 2015 na Conta ACR não houve necessidade de cobrir a exposição das empresas de distribuição durante 2015.

Essa situação foi agravada ainda mais pelo atraso da entrada em operação de usinas e pela baixa contratação nos leilões realizados em 2013 e 2014. Assim, a subcontratação atingiu 3500 MW em 2014. Neste cenário a única opção para os distribuidores, em uma situação de subcontratação, foi a compra de energia subcontratada no mercado de curto prazo (spot).

A situação hidrológica do sistema nos anos 2013 e 2014, como explicado acima, levou o custo da energia no mercado de curto prazo (spot) para seu nível mais alto, fazendo com que a exposição financeira das distribuidoras chegasse a bilhões de reais. Como o custo da exposição dos distribuidores só é repassado aos consumidores no ano seguinte, esse descompasso causou um problema no fluxo de caixa das empresas. Em 2015, o novo limite de preço foi menor do que em 2014, e o mecanismo de "bandeiras tarifárias" ajudaram as empresas de distribuição a equilibrar a sua exposição de forma que nenhum novo empréstimo fosse necessário.

Assim, o governo criou a Conta ACR por meio do Decreto nº 8.221/14 promulgado em 1º de janeiro de 2014, regulamentado pela Resolução ANEEL nº 612/2014, que institui a criação de uma conta a ser administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE. O projeto destina-se a cobrir a totalidade ou parte dos custos resultantes da exposição involuntária no mercado de curto prazo (spot) e do despacho das usinas térmicas ligadas aos contratos de disponibilidade do ambiente regulado. Para cobrir esses custos, a CCEE obteve um financiamento com um grupo de instituições financeiras privadas e públicas. Tais recursos deverão ser repassados para as distribuidoras, conforme determinado no Decreto nº 8.221/14 e na Resolução ANEEL nº 612/14. Em 2014 e 2015, o total dos empréstimos levantado por esta conta e repassados às distribuidoras foi de R$ 21 bilhões.

A Resolução ANEEL nº 1863/2015 definiu as tarifas a serem aplicadas aos consumidores de energia pela Resolução nº 2004/2015 que atualizou posteriormente essas tarifas. Esses empréstimos foram cobrados mediante o pagamento através da CDE e foram inseridos nas tarifas de energia elétrica após o Ajuste Tarifário Anual de cada empresa distribuidora proporcionalmente aos seus mercados regulados. Inicialmente, a CEMIG D tinha 59 meses para pagar o empréstimo, e em dezembro de 2015, esse período foi atualizado para 47 meses.

Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE, procura atenuar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, exigindo que todos os geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos dentro da rede brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia por geradores não depende do volume de energia de fato gerado por eles, mas da Energia Garantida ou Energia Assegurada de cada usina. A Energia Garantida ou Assegurada é determinada em cada contrato de concessão.

Qualquer desequilíbrio entre a energia efetivamente gerada e a Energia Assegurada é coberto pelo MRE. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles cuja geração superou sua Energia Assegurada para aqueles que geraram menos do que sua Energia Assegurada. O volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada é avaliada de acordo com a "Taxa de Otimização de Energia", que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente por cada gerador.

Embora o MRE seja eficiente para a mitigação dos riscos individuais de usinas hidroelétricas localizadas na bacia de um rio com condições hidrológicas adversas, o MRE não reduz os riscos nos casos em que os níveis muito baixos afetam o Sistema Interligado Nacional, ou SIN, como um todo ou em diversas regiões. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração de todo o sistema não atingirá o nível de Energia Garantida e os geradores poderão ser expostos ao mercado de curto prazo (spot). Nesse caso, a escassez dos recursos hidrelétricos será compensada pelo maior uso da energia térmica e os PLD serão maiores.

Em 2014, tivemos um ano com condições hidrológicas bem adversas, o que resultou na redução da geração hidráulica e no despacho total das térmicas do sistema, conforme visto anteriormente. Essa situação levou as usinas do MRE a gerar abaixo da sua garantia física, o que causa uma exposição dos geradores no mercado de curto prazo. A proporção da exposição é calculada pela razão entre a energia gerada por todas as usinas do MRE e a totalidade da garantia física. Essa relação é chamada de Fator de Ajuste da Garantia Física (*Generation Scaling Factor*, ou GSF). Em 2014, o GSF foi de 0,91, o que indica que as empresas de geração tiveram sua garantia física reduzida em 9% naquele ano. Em 2015, a exposição permaneceu apesar das condições hidrológicas estarem um pouco melhor, mas com o despacho térmico contínuo e o consumo mais baixo de energia o GSF fechou o ano em 0,84.

Durante 2015, ao longo dos elevados PLD, os baixos valores do GSF deixaram produtores de geração hidrelétrica com alta exposição financeira. Assim, a partir de março de 2015, os geradores começaram a obter liminares para evitar tal exposição. Essas liminares alegaram que a metodologia de cálculo do GSF estava errada e que causou a exposição indevida aos produtores. De março a setembro, houve um aumento exponencial do número de liminares expedidas que levou a uma paralisia do mercado. A fim de resolver esta situação, o Governo Federal Brasileiro propôs (por meio da Medida Provisória nº 688) a renegociação do risco hidrológico, permitindo geradores com contratos ACR transferir a exposição aos consumidores em troca de pagamento do prêmio de risco a ser depositados na denominada conta de faixa tarifária (as sobretaxas da faixa tarifária são depositadas e transferidas para as concessionárias de distribuição), assim seriam indenizadas pelos prejuízos sofridos em 2015, por meio, entre outras medidas, de uma extensão de seu poder (concessões ou autorizações, conforme o caso) por até 15 anos. Em outras palavras, as usinas hidrelétricas recuperariam os custos incorridos com déficits de GSF retroativamente até janeiro de 2015, e tal recuperação deve formar um "ativo regulatório" a ser amortizado ao longo do prazo da concessão/autorização. Se o período de concessão/autorização remanescente for insuficiente (ou seja: não há tempo suficiente para amortizar o ativo regulatório), as companhias geradoras teriam uma prorrogação da concessão/permissão (limitada a 15 anos). Para poder utilizar o referido mecanismo, as Companhias terão de renunciar a todas as reivindicações protocoladas e todas as liminares obtidas, bem como a quaisquer outros direitos que venham a ter em relação a qualquer ação legal. Esse mecanismo possibilita a repactuação para usinas com contrato firmado no ambiente regulado e no ambiente livre. No entanto, cada ambiente de contratação possui sua própria sistemática de repactuação. Em ambas as sistemáticas, este mecanismo funciona como uma proteção (ou um hedge) em que as Geradoras arcam com os elevados custos de reserva de energia, e recebem o valor estipulado pelo PLD para a sua geração.

No Mercado Livre, sua mecanização não possuía os mesmos níveis de aceitação que estavam presentes no mercado regulamentado, uma vez que o valor do prêmio de risco era elevado e para cobrir a sua exposição ao GSF, seria necessário às empresas de geração adquirir contratos reserva de energia. Por essas razões, e considerando que existem outras alternativas disponíveis no Mercado Livre para mitigar os riscos hidrológicos, a negociação voluntária, em geral, foi considerada ineficiente pelas companhias de geração.

Consequentemente, a aceitação do mecanismo pelo mercado regulado foi de aproximadamente 90%. Entretanto, não houve aceitação pelo Mercado Livre.

Em 2016, o GSF médio ficou em 0,87, impactado pela baixa demanda, excesso de geração e baixo estoque nas regiões Norte e Nordeste.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL supervisiona as regulamentações tarifárias que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas: (i) TUSD; e (ii) TUST. Além disso, as companhias de distribuição do sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-oeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. Todas essas tarifas são estabelecidas pela ANEEL. Segue abaixo explicação mais detalhada de cada tarifa:

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD

A TUSD é paga por companhias de geração, outras distribuidoras e consumidores pelo uso do sistema de distribuição a que estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com a inflação, a variação dos custos de transmissão de energia elétrica e dos custos com encargos regulatórios. Esta alteração é repassada anualmente para os clientes da rede por meio dos Reajustes Tarifários Anuais ou Revisões.

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração, distribuição e consumidores livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a receita anual das companhias de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários da rede de transmissão. As geradoras, consumidores livres e concessionárias de distribuição pagam ainda receita por conexões exclusivas para algumas transmissoras. Não são definidas tarifas para estas conexões, e sim uma receita para um período de 12 meses pagas mensalmente por meio da emissão de faturas.

Tarifas de distribuição

As tarifas de distribuição estão sujeitas à revisão da ANEEL, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia, de pagamento de encargos ou pagamentos relacionados à transmissão de energia elétrica, dentre outros relacionados às condições de mercado. A ANEEL divide os custos de todas as empresas de distribuição em: (1) custos que estão fora do controle do distribuidor, ou custos da 'Parcela A'; e (2) custos que estão sob o controle do distribuidor, ou custos da 'Parcela B'. O reajuste tarifário é baseado em uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, dentre outros, os seguintes:

- Encargos Regulatórios (CDE, TFSEE e PROINFA);
- Os custos com compra de energia para revenda (CCEAR, Energia de Itaipu e contratos bilaterais); e
- Taxas de Transmissão (Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, transporte da energia elétrica da Itaipu, uso das instalações de conexão com transmissoras, uso das instalações de outras distribuidoras e ONS).

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob nosso controle e incluem:

- Retorno sobre investimento (ROI);
- Tributos;
- Inadimplência regulatória;
- Custos de depreciação; e
- Custos operacionais do sistema de distribuição.

De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, no entanto, são ajustados pela inflação de acordo com o índice de inflação IPCA ajustado pelo Fator X. As empresas de distribuição de energia elétrica, de acordo com seus contratos de concessão, também têm direito a revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (1) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da companhia; e (2) determinar o fator X.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IPCA, utilizado nos reajustes anuais e para compartilhar os ganhos de produtividade da companhia com os consumidores finais.

Além disso, as concessionárias de distribuição têm direito à revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, para assegurar seu balanço financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que alterem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Item 4A. Comentários Não-Resolvidos da Equipe

Não aplicável.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

As informações fornecidas neste Item 5 em relação às Demonstrações Financeiras consolidadas dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 foram atualizadas, quando aplicável, para dar efeito às reclassificações descritas na Nota 2.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Você deve ler as informações contidas nesta seção junto com nossas Demonstrações Financeiras consolidadas dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, contidas neste relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com o IFRS e apresentadas em reais.

Bases de Mensuração

As Demonstrações Financeiras consolidadas foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- Os ativos financeiros mantidos para negociação mensurados pelo valor justo;
- Os ativos financeiros da concessão mensurados pelo Valor Novo de Reposição, ou VNR, equivalente ao valor justo.
- Passivos financeiros relacionados a opções de venda, mensurados pelo valor justo através do modelo Black-Scholes-Merton.

Políticas Contábeis Críticas

A seguinte descrição refere-se a áreas que requerem maior julgamento ou envolvem maior grau de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados operacionais. As estimativas contábeis que fazemos nesse contexto requerem que façamos suposições sobre assuntos que são altamente incertos.

A descrição inclui apenas as estimativas que consideramos mais importantes, baseado no grau de incerteza ou a probabilidade de impacto material caso fosse usada outra estimativa. Há diversas outras áreas em que foram usadas estimativas sobre assuntos incertos, mas o efeito resultante razoável da alteração da estimativa ou uso de estimativa diferente não é material para nossa apresentação financeira. Para informações detalhadas sobre nossas Políticas e Estimativas Contábeis Críticas, veja a Nota 2 das nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas de 31 de dezembro de 2016 (as "Demonstrações Financeiras").

Instrumentos Financeiros

Passivos financeiros referentes a opções de venda – As opções de venda de cotas do FIP Melbourne e FIP Malbec ("PUT SAAG") e as opções de venda de ações da RME e LEPSA ("PUT Parati") foram mensuradas pelo valor justo mediante a utilização do modelo de Black-Scholes-Merton, ou BSM. Ambas as opções eram calculadas utilizando-se o método de fluxo de caixa descontado, no caso da PUT SAAG até o terceiro trimestre e da PUT Parati até o primeiro trimestre de 2016. O método utilizado foi alterado, no quarto e segundo trimestres, respectivamente, para o modelo BSM. A Companhia efetuou o cálculo do valor justo dessas opções tendo como referência o preço das respectivas opões de venda obtidas pelo modelo BSM avaliadas na data de fechamento das demonstrações financeiras do exercício fiscal de 2016.

Instrumentos Financeiros disponíveis para venda: A partir de 31 de dezembro de 2012, encontram-se nesta categoria os ativos financeiros das concessões de transmissão e distribuição que foram abarcados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. São mensurados pelo Valor Novo de Reposição, ou VNR, equivalentes ao valor justo na data as Demonstrações Financeiras. A Companhia reconhece um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando tem um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do poder concedente, ou sob a direção do poder concedente pelos serviços de construção ou melhoria prestados.

Empréstimos e Recebíveis

Empréstimos e recebíveis – A categoria inclui: Equivalentes de caixa; Consumidores e revendedores; Concessionários – Transporte de Energia; Ativos Financeiros da Concessão não abrangidos pela Lei nº 12.783; A Conta CVA (para compensação de alterações nos custos da Parcela A) e de Outros Componentes Financeiros, depósitos vinculados a litígios; e Revendedores – Transações com Energia Livre.

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, faturado ou não faturado, e 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, para os consumidores de baixa e média tensão, é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas. Os principais critérios definidos pela Companhia são: (i) consumidores com valores significantes, uma análise é feita do saldo a receber levando em conta o histórico da dívida, as negociações em andamento e as garantias reais. (ii) para outros consumidores, são provisionadas: Dívidas de consumidores residenciais com mais de 90 dias de atraso; Dívidas de consumidores comerciais com mais de 180 dias de atraso; e dívidas de mais de 360 dias de atraso por outros consumidores. Tais critérios não diferem daqueles estabelecidos pela ANEEL.

Para os grandes consumidores é feita uma análise individual dos devedores e das iniciativas em andamento para recebimento dos créditos.

Ativos Vinculados à Concessão

Atividade de distribuição de energia elétrica: A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão.

A amortização reflete o padrão de consumo dos direitos adquiridos. É calculada sobre o saldo dos ativos vinculados à concessão pelo método linear, tendo como base a aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para a atividade de distribuição de energia elétrica.

A Companhia calcula a parcela do valor dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

A Companhia mensurou a parcela dos ativos que será integralmente amortizada até o final da concessão considerando a prorrogação por mais 30 anos do seu Contrato de Concessão, conforme descrito em maiores detalhes na Nota Explicativa nº 4, das Demonstrações Financeiras.

Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Quando os ativos iniciam a operação, são divididos entre ativo financeiro e ativo intangível, conforme critério mencionado nos parágrafos anteriores: A parcela dos ativos que está registrada nos ativos financeiros é avaliada com base no novo custo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL para a Base de Ativos para Remuneração nos processos de revisão tarifária.

Quando um ativo é substituído, o valor contábil líquido do ativo é baixado como despesa na demonstração do resultado.

Atividade de transmissão: Para as novas concessões de transmissão, outorgadas após o ano 2000, os custos relacionados para construção da infraestrutura são registrados no resultado quando da sua apuração e registra-se uma Receita de Construção baseado no estágio de conclusão da obra realizada, incluindo os impostos incidentes sobre a receita e eventual margem de lucro.

Uma vez que os contratos de transmissão determinam que os concessionários possuam 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, ou 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.

Despesas adicionais incorridas para fins de expansão de capital e melhorias nos ativos de transmissão geram fluxo de caixa adicional e, portanto, este novo fluxo de caixa é capitalizado no 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 4 das Demonstrações Financeiras, a maior parte dos ativos de transmissão das

concessões antigas serão objeto de indenização pelo Poder Concedente, já tendo sido baixada em 31 de dezembro de 2012 e lançado um item em contas a receber correspondente à indenização estimada a ser recebida.

Atividade de distribuição de gás: A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante a concessão é registrada como um Ativo Intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão.

A amortização é calculada sobre o saldo dos ativos vinculados à concessão pelo método linear, mediante aplicação das taxas de amortização que refletem a vida útil estimada dos bens.

A Companhia mensura a parcela do valor dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Quando da sua entrada em operação são divididos entre ativo financeiro e ativo intangível, conforme critério mencionado nos parágrafos anteriores. Quando um ativo é substituído, o valor contábil líquido do ativo é baixado como despesa na demonstração do resultado.

Ativo Intangível

Os Ativos Intangíveis compreendem os ativos referentes aos contratos de concessão de serviços e softwares. São mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização.

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 os empréstimos contraídos para a construção de um Ativo Imobilizado, a Companhia aloca todos os custos financeiros relacionados com os empréstimos diretamente aos respectivos ativos financiados. Para os demais empréstimos contraídos para a construção de um Ativo Imobilizado, 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.

Ativo Imobilizado

Depreciação e Amortização: São calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcio pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica, que reflete a vida útil estimada dos bens.

As principais taxas de depreciação dos ativos do Imobilizado estão demonstradas na Nota Explicativa nº 16 das Demonstrações Financeiras.

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

Os juros e demais encargos financeiros incorridos de financiamentos vinculados a obras em andamento são transferidos para o Ativo Imobilizado em curso e consórcios durante o período de construção.

Para os recursos captados de um Ativo Imobilizado específico para determinadas obras, a Companhia aloca todos os encargos captados diretamente para os ativos financiados. Para os demais empréstimos e financiamentos que não estão vinculados diretamente a um Ativo Imobilizado, 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 o Governo Federal, 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 do período de concessão. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras.

Redução ao valor recuperável de Ativos

Ao avaliar a perda de valor recuperável, 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.

Benefícios a Empregados

O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido é o maior valor entre: (a) a dívida pactuada com a fundação para amortização das obrigações atuariais, e (b) o valor presente da obrigação atuarial, calculada através de laudo atuarial, deduzida do valor justo dos ativos do plano e ajustada pelos ganhos e perdas atuariais não reconhecidos. Nos exercícios apresentados, as despesas relacionadas à dívida pactuada com o Fundo de Pensão foram registradas no Resultado financeiro (despesas), por representarem juros e variação monetária. As demais despesas no Fundo de Pensão foram registradas como despesas operacionais.

Benefícios de curto prazo a empregados: 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.

Imposto de Renda e Contribuição Social

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

Receita operacional

De forma geral, para os negócios da Companhia no setor elétrico, gás, 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.

A receita do fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrada quando ocorre o fornecimento e é faturada mensalmente, de acordo com os cronogramas de pagamento especificados no contrato de concessão.

Para as concessões de transmissão mais antigas, concedidas antes de 2000, o justo valor da operação e manutenção das linhas de transmissão e a remuneração do ativo financeiro são registados como receita na Demonstração de Resultados de cada período.

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

A receita da ‘Parcela A’ e outros itens financeiros é reconhecida no resultado quando os custos efetivamente incorridos forem diferentes daqueles incorporados à tarifa de distribuição de energia. Para maiores informações, veja a Nota 14 de nossas Demonstrações Financeiras.

A receita de ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição,

decorrente da variação do valor justo da Base de Remuneração de Ativos, é apresentada como receita operacional, juntamente com as demais receitas relacionadas à atividade fim da Companhia.

Receitas e Despesas Financeiras

As receitas financeiras referem-se principalmente à 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 na Demonstração de Resultados através do método de juros efetivos.

As despesas financeiras incluem: juros sobre empréstimos, variação cambial e monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os custos dos empréstimos não capitalizados são reconhecidos na Demonstração de Resultados através do método de juros efetivos.

Informação por Segmento

Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pelo Diretor-Presidente da Companhia 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 Diretor-Presidente incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem principalmente ativos corporativos (principalmente a sede da Companhia) 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.

Portaria do Ministério de Minas e Energia, ou MME

Em 22 de abril de 2016, o MME publicou a Portaria nº 120 definindo o prazo e a forma para pagamento do valor remanescente da indenização da transmissão relacionada à aceitação dos termos estabelecidos pela Lei nº 12.783/13.

A Portaria determinou que os valores homologados pela ANEEL passem a compor a Base de Remuneração Regulatória, ou BRR, que é a base para o pagamento da receita de transmissão, e que o custo de capital deveria ser adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas, ou RAP.

A atualização será pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA. O custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário de 2017 deverá ser atualizado e remunerado pelo custo real do capital próprio, 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.

Em 2016, reconhecemos, em nossa demonstração de resultados consolidada, um montante de R$ 751 milhões relativo à receita de indenização de transmissão.

Principais fatores que afetam nosso Desempenho Financeiro

Análise de Vendas e Custo de Energia Elétrica Adquirida

As tarifas praticadas no Setor Elétrico Brasileiro, relacionadas às vendas das companhias de distribuição de energia para clientes regulados, são estabelecidas pela ANEEL, a qual tem a autoridade para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições aplicáveis dos contratos de concessão. Veja a seção "Item 4. O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas".

Cobramos dos consumidores regulados seu consumo efetivo de energia elétrica a tarifas especificadas em cada período de faturamento de 30 dias. Certos consumidores industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de

energia elétrica que disponibilizamos contratualmente, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da energia elétrica que compramos são determinadas com referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média (em reais por MWh) e volume (por GWh) componentes da compra e venda de energia elétrica nos períodos indicados. O termo "tarifa média" se refere a receitas segundo a classe de consumidores, divididas pelos MWh utilizados por essa classe, e não refletem necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma classe específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2016	2015	**2014**
Vendas de Energia elétrica:			
Tarifa média a consumidores finais (R$/MWh)			
Tarifa industrial	276,80	251,69	184,16
Tarifa residencial	788,52	742,42	517,58
Tarifa comercial	663,17	614,86	435,65
Tarifa rural	409,23	416,27	267,85
Tarifa de serviços públicos e outros	464,45	473,41	320,05
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	19.494	22.969	26.026
Consumidores residenciais	9.916	9.830	10.014
Consumidores comerciais	6.573	6.434	6.395
Consumidores rurais	3.575	3.380	3.390
Serviços públicos e outros consumidores	3.488	3.422	3.462
Tarifa média (R$/MWh)	474,85	441,03	302,53
Receita total (milhões de R$)	20.458	20.319	14.922
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	12.509	10.831	14.146
Tarifa média (R$/MWh)	237,61	203,77	163,30
Receita total (milhões de R$)	2.972	2.207	2.310

Tarifas de Distribuição

Nossos resultados operacionais foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que a CEMIG D está autorizada a cobrar pela venda e distribuição de energia elétrica. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado por tentativas do governo de controlar a inflação. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1995, e nos termos da renovação do contrato de concessão por nós assinado com a ANEEL em 1997, houve alterações significativas no processo de fixação de tarifas.

A ANEEL emite anualmente, em maio, uma resolução que estabelece o reajuste tarifário médio anual para a nossa empresa de distribuição, a CEMIG D. Essa taxa (geralmente positiva, indicando um aumento) foi de 3,06% em 2013, 16,33% em 2014 e 7,07% Em 2015.

Em janeiro de 2013, o Governo Federal publicou a Lei n° 12.783, que excluiu alguns encargos, reduzindo (i) os preços da energia vendida pelos geradores que tiveram seus acordos de concessão renovados, e (ii) os preços para a transmissão de eletricidade, pela redução do RAP das transmissoras que também tiveram suas concessões renovadas. Em 24 de janeiro desse mesmo ano, a ANEEL estabeleceu novas tarifas para que as distribuidoras repassassem aos consumidores os impactos da referida lei. Este reajuste foi feito através de uma Revisão Tarifária Extraordinária, para todos os distribuidores. O ajuste tarifário representou para a CEMIG uma redução de 22% da receita.

Entretanto, este ajuste não impactou nossos rendimentos, pois ocorreram apenas nos custos da Parcela A, que são os custos não gerenciáveis.

Em 28 de maio de 2016, a ANEEL definiu o reajuste anual de tarifas para a CEMIG D: um aumento de 3,78%. Esse aumento teve os seguintes componentes: (i) aumento de 0,20% no Índice de Reajuste Tarifário, ou IRT; (ii) aumento de 4,19% na variação da Conta de Variação dos Itens da Parcela, ou CVA; e (iii) aumento de 0,61% relacionado a outros ajustes

financeiros. Os reajustes tarifários médios anuais da CEMIG D em 2016, 2015 e 2014, e as revisões com seus respectivos componentes estão apresentados abaixo:

	2016	2015	2014
Ajuste tarifário médio da taxa anual/periódica	3,78%	35,83%	14,76%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário	0,20%	29,99%	10,77%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	4,19%	6,97%	2,78%
Outros ajustes financeiros	0,61%	(1,12)%	1,21%

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL definiu novas tarifas para as distribuidoras de energia. Esse reajuste elaborado por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária foi concedido a quase todas as distribuidoras. Esse reajuste aplicou uma metodologia de cálculo específica e simplificada para tratar mudanças concretas na CDE e na energia comprada. Para a CEMIG, esse reajuste tarifário representa um aumento de 28,8%, com vigência a partir de 02 de março até 7 de abril de 2015.

Em 8 de abril de 2015, a ANEEL determinou o reajuste tarifário anual a ser aplicado à CEMIG D. Este ajuste resultou em um aumento médio de 12,61% nas tarifas de energia elétrica dos consumidores, em vigor a partir 8 de abril de 2015 até 7 de abril de 2016.

Em 24 de maio de 2016, a ANEEL determinou o reajuste tarifário anual a ser aplicado à CEMIG D. Este ajuste resultou em um aumento médio de 3,78% nas tarifas de energia elétrica dos consumidores, em vigor a partir de 28 de maio de 2016 até 27 de maio de 2017.

Receitas de Transmissão

O reajuste das receitas das redes e sistema de transmissão de energia elétrica da CEMIG, como descrito no contrato de concessão, é feito anualmente em junho. O contrato de concessão previamente estabelece um período entre revisões tarifárias de quatro anos. A Lei nº 12.783/2013 determinou a prorrogação das concessões de serviços de distribuição e transmissão que foram estabelecidas nos termos do §5º do artigo 17 da Lei nº 9.074/1995, e esta prorrogação se deu com base na decisão da entidade concedente, pelo prazo de 30 anos. Como resultado, os contratos de concessão foram alterados e o prazo para as revisões periódicas foi alterado para uma periodicidade de cinco em cinco anos, a partir de 2013. Em 2010, a ANEEL aprovou os resultados da segunda revisão periódica, novamente com uma reavaliação de todo o ativo base da CEMIG GT. Os resultados foram divulgados por meio da Resolução nº 988, de 18 de junho de 2010, definindo uma queda de 15,88% nas receitas anuais. O reajuste é retroativo a 2009, uma vez que o órgão regulador estava trabalhando na definição das normas a serem aplicadas para esta revisão.

O contrato de concessão prevê que as receitas sejam reajustadas anualmente por causa da inflação. Até janeiro de 2013, o índice utilizado para restabelecer a inflação anual era o Índice de Preço de Mercado Geral, ou IGP-M. Esse índice IGP-M aumentou 4,26% de junho de 2011 a maio de 2012, elevando as receitas do ciclo 2012- 2013. Em junho de 2011, a ANEEL aprovou um aumento de 5,0% nas receitas de transmissão. Após a implementação da Lei nº 12.783/2013, os contratos de concessão aditados, a partir de 2013, passam a estabelecer o IPCA como o índice de inflação considerado para reajustar anualmente a Receita Anual Permitida, ou RAP, das empresas de transmissão.

No final de 2012, o governo federal renovou a concessão de transmissão da CEMIG e reduziu sua receita, de janeiro de 2013, para R$ 148 milhões por ano. Foram removidos dois impostos anteriormente incluídos no montante da receita: o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, ou PASEP, e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, ou COFINS.

Em julho de 2013, houve o reajuste anual das tarifas, e a RAP da CEMIG GT passou para R$ 199 milhões com o acréscimo da receita de novas obras, a parcela de ajustes referentes ao período anterior e a correção pelo IPCA. A variação total da RAP de janeiro para julho foi de 11,66%.

Em julho de 2014, o reajuste tarifário anual aumentou o RAP da CEMIG GT para R$ 224 milhões – um novo aumento de 12,30%.

Em julho de 2015, a RAP da CEMIG GT foi reajustada em 23,6%, em função da aplicação do IPCA sobre a receita já homologada e também devido ao reconhecimento dos novos reforços. A CEMIG Itajubá, por sua vez, teve um aumento de 4,1% da receita aprovada para o ciclo 2015-2016, referente às duas concessões, totalizando R$ 270,7 milhões.

Em julho de 2016, o RAP da CEMIG GT aumentou 26,2%, como resultado de um ajuste da inflação à receita previamente aprovada com base no IPCA, e também devido ao reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão. A subestação licitada, CEMIG Itajubá, cujo contrato é o nº 079/2000, por sua vez, obteve um reajuste positivo de 3,0%. O aumento para a unidade de Itajubá foi inferior à inflação média medida pelo IGP-M, devido à redução do RAP para esta concessão a partir do primeiro semestre de 2017. A receita homologada para o ciclo 2016/17, das duas concessões, somam R$ 334 milhões.

Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Energia Elétrica

No final de 2000 e início de 2001, os baixos níveis pluviométricos, o crescimento significativo da demanda por energia elétrica, e a significativa dependência do Brasil da eletricidade gerada a partir de fontes hidrelétricas resultou em uma queda anormal nos níveis em vários dos reservatórios utilizados pelas maiores usinas de geração hidrelétrica do Brasil. Em maio de 2001, o governo federal anunciou um conjunto de medidas que exigiam redução no consumo de energia elétrica, em resposta a essas condições. Nos termos deste acordo, companhias de distribuição e de geração de energia elétrica (como a CEMIG) foram recompensadas pelas perdas de receita decorrentes do racionamento imposto pelo governo federal, seja devido ao menor volume de vendas, ou a redução nos preços de venda de energia elétrica, ou pela compra de energia elétrica na CCEE. Esta compensação foi dada na forma de direito de cobrar aumentos extraordinários de tarifas de energia elétrica dos consumidores, ao longo de um período futuro, em média 74 meses, o que terminou em março de 2008.

No entanto, o Novo Modelo do Setor Elétrico (que tem como um de seus principais propósitos garantir o abastecimento de energia elétrica) criou leilões para o Mercado Regulado, em que é possível comprar energia elétrica proveniente de novas instalações para garantir o suprimento de energia. Desde que o Novo Modelo do Setor foi criado, aproximadamente 47 MW de contratos de fornecimento de novas capacidades de geração a serem fornecidas por novas construções colocadas nestes leilões, para início de fornecimento entre 2008 e 2017.

Desse montante, um total de 5.97 MW foi contratado em leilões "reserva" – ou seja, esta capacidade de energia não está comprometida com qualquer contrato, ou a qualquer fornecimento mínimo.

Na estação das chuvas (novembro a março) do final de 2012 e início de 2013, a incidência de precipitação foi inferior ao esperado na região Sudeste do Brasil, e nesta situação as usinas termelétricas foram ativadas para gerar oferta complementar para atender às necessidades de consumo de energia elétrica do sistema. Neste período, a principal estratégia do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS, foi de preservar a capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para garantir o abastecimento das necessidades de energia do sistema ao longo de todo o ano de 2013.

Com isso, as despesas com geração termelétrica ficaram em um patamar elevado, e o preço do mercado de curto prazo, ou spot, também se manteve elevado, com o menor valor médio mensal de R$ 121,29/MWh em julho de 2013.

O período chuvoso do final de 2013 e início de 2014, na região Sudeste, tem se mostrado bastante inferior às médias esperadas. Isso colocou o sistema em estado de alerta desde o início de 2014, concentrando as atenções nos meios de manter a capacidade de suprir as necessidades de consumo do sistema. Os níveis de armazenamento estão de novo abaixo do esperado para o período, e projeções de incidência pluviométrica e os fluxos de água no período são aguardados, para dar uma imagem completa da necessidade de ajustes de carga para preservar a capacidade para atender ao mercado.

Novamente no período chuvoso do final de 2014 e começo de 2015, as chuvas no Sudeste foram abaixo da média histórica, completando dois períodos chuvosos consecutivos com baixa precipitação nessa região. Uma vez que os reservatórios encerraram 2014 com o menor nível histórico registrado, o ONS continuou a despachar todas as termelétricas em 2015 e esperava por uma redução de carga. Em março de 2015, o governo decidiu retirar alguns subsídios da tarifa de energia elevando-a em 50%, o que, aliado à redução da carga industrial e ao efeito da recessão na economia, aliviou o sistema no primeiro semestre de 2015.

Durante o inverno (período seco) de 2015, o clima começou a mudar decorrente do efeito "El Niño" (fenômeno climatológico que ocorre quando há aquecimento acima da média das águas do Oceano Pacífico). Este fenômeno afeta as chuvas no Brasil trazendo mais precipitações ao Sul e menos ao Norte e Nordeste. Com as chuvas do Sul superiores à média de junho a dezembro, os reservatórios encerraram 2015 com os níveis de reservatórios melhores que os de 2014. Até 2016, ainda sob efeito do El Niño, o Sudeste teve uma média histórica elevada de precipitação em janeiro, levando a uma grande recuperação no reservatório do Sudeste. Devido a essas melhores condições para geração hidrelétrica, em fevereiro de 2016 o ONS começou a reduzir a geração termelétrica.

Com a queda no consumo de energia e o aumento das chuvas, próximo da média histórica na estação chuvosa, a pressão sobre o funcionamento do sistema foi aliviada em 2016, o que possibilitou o desligamento gradual das usinas térmicas que estavam operando devido à segurança energética. No entanto, as regiões norte e nordeste continuaram a ter escassez e registaram chuvas historicamente baixas. Como resultado, algumas usinas térmicas nessas regiões permaneceram em operação. Em 2016, o PLD médio foi de R$ 93,98/MWh com teto de R$ 422,56/MWh.

Taxas de Câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em Reais. Entretanto, temos dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência, em períodos contábeis nos quais há desvalorização do real frente ao dólar norte-americano ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e situação financeira são prejudicados. O ganho ou perda cambial e de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do real em relação ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a valores referentes à correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil.

Resultados Operacionais

Exercício findo em 31 de dezembro de 2016 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Receita operacional líquida

As receitas operacionais líquidas diminuíram 14,15%, passando de R$ 21.868 milhões em 2015 para R$ 18.773 milhões em 2016, devido, principalmente, a um efeito negativo de R$ 1.455 milhões em CVA (compensação por alterações nos itens da "Parcela A") e Outros componentes financeiros em 2016, em comparação a um efeito positivo de R$ 1.704 milhões em 2015. Este decréscimo na CVA (compensação por variações nos itens de "Parcela A") e Outros componentes financeiros foi devido, principalmente, à redução nos custos de aquisição de energia elétrica em leilão em 2016, em comparação com os custos utilizados como base para as tarifas. Isso gerou um passivo financeiro para a CEMIG, que, por sua vez, resultou em um montante a ser reembolsado aos consumidores no próximo reajuste tarifário.

	2016	% da receita operacional líquida	2015	% da receita operacional líquida	2016 versus 2015 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	**20.458**	**109,0**	**20.319**	**92,9**	**0,68**
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	**2.972**	**15,8**	**2.207**	**10,1**	**34,66**
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da 'Parcela A') e outros componentes financeiros	(1.455)	(7,8)	**1.704**	**7,8**	(185,39)
Receita de uso da rede de distribuição de eletricidade, ou TUSD	**1.705**	**9,1**	**1.465**	**6,7**	**16,38**
Receita de Concessão da Transmissão	**312**	**1,7**	**261**	**1,2**	**19,54**
Receita de Indenização de Transmissão	**751**	**4,0**	**101**	**0,5**	**653,56**
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	**8**	-	**576**	**2,6**	(98,61)
Receita de Atualização Financeira da Bonificação pela Outorga	**300**	**1,6**	-	-	-
Receitas de construção	**1.193**	**6,4**	**1.252**	**5,7**	(4,71)
Transações em energia elétrica na CCEE	**161**	**0,9**	**2.425**	**11,1**	(93,36)
Fornecimento de Gás	**1.444**	**7,7**	**1.667**	**7,6**	(13,38)
Outras receitas operacionais	**1.421**	**7,6**	**1.440**	**6,6**	(1,32)
Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita	(10.497)	(55,9)	(11.549)	(52,8)	(9,11)
Total das receitas operacionais líquidas	**18.773**	**100,0**	**21.868**	**100,0**	(14,15)

Vendas de energia elétrica a consumidores finais

As receitas provenientes da venda de energia elétrica aos consumidores finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) foram de R$ 20.458 milhões em 2016, representando um aumento de 0,68% em relação a 2015 (R$ 20.319 milhões).

Os principais itens que afetaram a receita total da venda de energia elétrica aos consumidores finais foram:

- Reajuste Tarifário Extraordinário, ou RTE, da CEMIG D, com aumento médio de 28,76% nas tarifas dos consumidores, aplicável a partir de 02 de março de 2015 (efeito integral em 2016).

- Reajuste tarifário anual da CEMIG D, com aumento médio de 7,07% nas tarifas dos consumidores, em vigor a partir de 8 de abril de 2015 (efeito integral em 2016).

- Reajuste Tarifário Anual da CEMIG D, com aumento médio de 3,78% nas tarifas dos consumidores, em vigor a partir de 28 de maio de 2016.

- Redução da receita com bandeiras tarifárias, para R$ 360 milhões em 2016, em comparação a R$ 1,067 bilhões em 2015, em função da melhoria do nível dos reservatórios, o que permitiu a menor cobrança em 2016 de encargos adicionais relacionados às bandeiras tarifárias.

- O volume de energia vendido em 2016 foi 6,49% menor do que em 2015.

Evolução do Mercado

O mercado da CEMIG consiste na venda de energia para: (i) consumidores regulados na área de concessão no estado de Minas Gerais; (ii) clientes livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Ambiente de Contratação Livre, ou ACL; (iii) outros agentes do setor elétrico – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no ACL; (iv) distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada, ou ACR; e (v) vendas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, eliminando as transações existentes entre as empresas do Grupo CEMIG.

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela CEMIG em 2016 diminuiu 2,3% em relação a 2015:

	GWh		
	2016	**2015**	**Var %**
Residencial	**9.916**	**9.830**	**0,9**
Industrial	**19.494**	**22.969**	(15,1)
Comércio, Serviços e Outros	**6.573**	**6.434**	**2,2**
Rural	**3.575**	**3.380**	**5,8**
Poder Público	**886**	**892**	(0,7)
Iluminação Pública	**1.350**	**1.326**	**1,8**
Serviço Público	**1.252**	**1.204**	**4,0**
Subtotal	**43.046**	**46.035**	(6,65)
Consumo Próprio	**37**	**38**	(2,6)
	43.083	**46.073**	(6,5)
Suprimento a Outras Concessionárias (1)	**12.509**	**10.831**	**15,5**
Total	**55.592**	**56.904**	(2,3)

(1) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR, e contratos bilaterais com outros agentes.

O desempenho das principais classes de consumo de energia elétrica está descrito a seguir:

Residencial: O consumo residencial em 2016 apresentou alta de 0,87% em relação a 2015. Este aumento deve-se em parte as 160 mil novas instalações em 2016, parcialmente compensado por uma redução de 1,35% no consumo médio mensal por consumidor, que foi de 124,6 kWh/mês em 2016 comparado a 126,3 kWh/mês em 2015.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres apresentou uma redução de 15,13% em relação a 2015. Esta redução foi devido à:

- Menor disponibilidade de energia para venda devido à imposição de condições para renovação das concessões (UHE São Simão, Miranda, Jaguara e Volta Grande) – esta oferta foi redirecionada para modalidade de Cota de Garantia Física.

- Redução do consumo dos clientes industriais em função da contínua retração da atividade econômica estadual, principalmente em mineração, e nacionalmente, bem como na diminuição dos níveis de atividade na economia internacional.

Comercial, Serviços e Outros: A energia consumida aumentou 2,16%, decorrente, basicamente, do crescimento do volume de energia faturado pela CEMIG GT e suas subsidiárias integrais aos consumidores livres, compensado parcialmente pela redução no volume faturado aos consumidores regulados da CEMIG D.

Rural: O consumo dos usuários rurais aumentou 5,8% em 2016, devido principalmente ao baixo volume de chuvas na estação chuvosa (de fevereiro a abril) em 2016, e ao aumento das temperaturas no primeiro semestre do ano, o que levou a um maior uso dos sistemas de irrigação.

Receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD

A receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD, é derivada da tarifa cobrada aos consumidores livres para o transporte de energia vendida. Em 2016, essa receita totalizou R$ 1.705 milhões, representando um aumento de 16,38% em relação a 2015 (R$ 1.465 milhões).

Os principais itens que afetaram a TUSD são os seguintes:

- Aumento de 10,92% no volume de energia distribuída devido, principalmente, à retomada de produção do setor Ferroligas em 2016.
- Impacto tarifário de 96,21% em 2015, devido ao Reajuste Tarifário Extraordinário a partir de 02 de março de 2015 e ao Reajuste Tarifário Anual de abril de 2015 (efeito integral em 2016).
- Redução de 0,52% na tarifa para os consumidores livres devido ao Reajuste Tarifário Anual de 28 de maio de 2016.

CVA e Outros Componentes Financeiros

A Companhia reconhece em suas demonstrações financeiras a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos, onde se destacam a CDE e energia comprada, e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas. O valor dessa diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da CEMIG D. Em 2016, isso resultou em uma redução de R$ 1.455 milhões na receita, em comparação com um aumento de R$ 1.704 milhões em 2015. Esta diminuição nas receitas deve-se principalmente à redução dos custos de aquisição de energia elétrica em leilão em 2016, em comparação com os custos utilizados como base para as tarifas. Isso gerou um passivo financeiro para a CEMIG, que, por sua vez, resultou em um montante a ser reembolsado aos consumidores no próximo reajuste tarifário.

Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição

A Receita relacionada ao ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição foi de R$8 milhões em 2016, comparados a R$576 milhões em 2015. Essa variação deve-se à redução na estimativa dos ativos financeiros a serem indenizados ao final da concessão após a renovação do contrato de concessão em dezembro de 2015. Consulte a Nota 14 das nossas Demonstrações Financeiras para obter mais detalhes.

Receita de Indenização de Transmissão

Em 2016, reconhecemos uma receita de indenização por transmissão de R $ 751 milhões como resultado do seguinte:

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

- R$44 milhões referentes à atualização pelo IGP-M, até maio de 2016, do saldo de indenização a receber;

- R$159 milhões referentes à atualização do saldo de indenização a receber, pelo IPCA e pelo custo de capital próprio, conforme Portaria nº120 do Ministério de Minas e Energia, no período de julho a dezembro de 2016.

Receita de transações de energia elétrica na CCEE

A receita de transações de energia elétrica na CCEE foi de R$ 161 milhões em 2016 comparada a R$ 2.425 milhões em 2015, uma redução de 93,36% em relação ao ano anterior.

Essa redução na receita de transações de energia elétrica na CCEE deveu-se a uma diminuição no volume de energia elétrica disponível para liquidação no mercado atacadista em 2016, devido, principalmente, à alocação da oferta gerada pela UHE São Simão para o Mercado Regulado a partir de 16 de setembro de 2015, de acordo com o regime de quotas, considerando os requerimentos da Portaria 432/2015. Atualmente, as receitas que a CEMIG reconhece compreendem apenas aqueles referentes à prestação de serviços de operação e manutenção da usina. Dessa forma, a quantidade de energia disponível da CEMIG foi utilizada basicamente no atendimento aos seus contratos com consumidores finais e outras concessionárias.

Receita de fornecimento de gás

A Companhia registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R$ 1.444 milhões em 2016, comparada a R$ 1.667 milhões em 2015, uma redução de 13,38%. Isso reflete um menor volume de gás vendido (1.066.351 m³ em 2016, comparado a 1.414.464 m³ em 2015), o que foi parcialmente compensado por aumentos tarifários.

Receitas de construção

As receitas de construção e infraestrutura relacionadas à transmissão e distribuição totalizaram R$ 1.193 milhões em 2016, ante R$ 1.252 milhões em 2015, representando uma queda de 4,71%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da CEMIG em ativos da concessão.

Receita de Atualização Financeira da Bonificação pela Outorga

Em 2016, reconhecemos a receita de Atualização Financeira da Bonificação pela Outorga, no valor de R$ 300 milhões. Essa receita resultou da atualização pelo IPCA, acrescido de juros remuneratórios, da Bonificação pela Outorga relativa à concessão do 'Lote D' do Leilão nº 12/2015. Para maiores detalhes, ver Nota 14 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita

Os impostos incidentes sobre a receita operacional foram de R$ 10.497 milhões em 2016 comparados a R$ 11.549 milhões em 2015, representando uma redução de 9,11%.

Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE

Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, são decididos por uma Resolução da ANEEL. O objetivo da CDE é para cobrir os custos de indenizações de concessão, subsídios tarifários, o subsídio para a redução equilibrada de tarifa, o subsídio dos consumidores de baixa renda, o subsídio do consumo de carvão e a Conta de Consumo de Combustíveis, ou CCC.

Os encargos referentes à CDE em 2016 foram de R$ 2.074 milhões, comparados a R$ 2.870 milhões em 2015. Este é um custo não controlável: a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Encargos do consumidor – o sistema de "Bandeira Tarifária"

Houve uma redução dos Encargos do Consumidor relacionados às Bandeiras Tarifárias, sendo R$ 360 milhões em 2016, em comparação a R$ 1.067 milhões em 2015, em função da melhoria do nível dos reservatórios, o que permitiu a menor cobrança em 2016 de encargos adicionais relacionados às bandeiras tarifárias.

Demais impostos e encargos incidentes sobre a receita

As outras deduções significativas da receita são os impostos, que são calculados com base em percentual do faturamento. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, da evolução da receita.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, excluindo a Receita Financeira (despesas) em 2016, foram de R$ 15.904 milhões, uma queda de 13% em relação a 2015 (R$ 18.287 milhões). Para mais informações, consulte a Nota 26 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2016 e 2015, expressos com base em percentual do faturamento:

	2016	% da receita operacional líquida	2015	% da receita operacional líquida	2016 versus 2015 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Energia elétrica comprada para revenda	(8.273)	(44,1)	(9.542)	(43,6)	(13,3)
Gás comprado para revenda	(877)	(4,7)	(1.051)	(4,8)	(16,6)
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(947)	(5,0)	(999)	(4,6)	(5,2)
Depreciação e Amortização	(834)	(4,4)	(835)	(3,8)	(0,1)
Pessoal	(1.643)	(8,8)	(1.435)	(6,6)	**14,5**
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado	(7)	-	(137)	(0,6)	(94,9)
Serviços terceirizados	(867)	(4,6)	(899)	(4,1)	(3,6)
Obrigações pós-aposentadoria	(345)	(1,8)	(156)	(0,7)	**121,2**
Materiais	(58)	(0,3)	(154)	(0,7)	(62,3)
Provisões operacionais	(704)	(3,8)	(1.401)	(6,4)	(49,8)
Custos de construção	(1.193)	(6,4)	(1.252)	(5,7)	(4,7)
Outras despesas operacionais líquidas	(156)	(0,8)	(426)	(1,9)	(63,4)
Total das despesas e custos operacionais	(15.904)	(84,7)	(18.287)	(83,6)	(13,0)

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2016 e 2015:

As despesas com energia elétrica comprada para revenda foram de R$ 8.273 milhões em 2016, comparada a R$ 9.542 milhões em 2015, representando uma redução de 13,3%. Os principais fatores que contribuíram para essa redução foram:

- Redução de 36,15% nas despesas com energia elétrica adquirida em leilões, totalizando R$ 2.540 milhões em 2016, em comparação a R$ 3.978 milhões em 2015, decorrente, principalmente, do desligamento de parte das usinas termelétricas em 2016 em função da melhoria do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema, com a consequente redução dos gastos com combustível dessas usinas.

- Redução de 34,03% na despesa com energia proveniente de Itaipu Binacional, que totalizou R$ 1.144 milhões em 2016, em comparação a R$ 1.734 milhões em 2015, quando indexada ao dólar norte-americano. Essa variação decorre principalmente, da redução da tarifa, que era de U$38,07/kW/mês em 2015, em comparação a U$25,78/kW/mês em janeiro de 2016.

- Aumento de 18,72% da despesa com energia adquirida no mercado livre, totalizando R$ 3.279 milhões em 2016 em comparação a R$ 2.762 milhões em 2015. Esta variação é decorrente, basicamente, do aumento de 24,41% no volume de compra realizado pela CEMIG GT (19.002.578 MWh em 2016 em comparação a 15.273.685 MWh em 2015), em função da redução da capacidade de geração própria, tendo em vista o término da concessão de determinadas usinas da CEMIG GT, que passaram a ser operadas pelo regime de cotas de garantia física. Refletindo no aumento de 113,10% da compra de energia da CEMIG D através de contratos por cota de garantia física (R$ 537 milhões em 2016, em comparação a R$ 252 milhões em 2015);

- Redução de 18,61% da compra de energia de curto prazo, em função basicamente da redução dos preços da energia no mercado atacadista em 2016 (R$ 761 milhões em 2016, em comparação a R$ 935 milhões em 2015).

Os encargos de uso da rede básica totalizaram R$ 947 milhões em 2016, em comparação a R$ 999 milhões em 2015, representando uma redução de 5,21%.

Esta despesa refere-se aos encargos devidos, pelos agentes de distribuição e geração de energia elétrica, em face da utilização das instalações, componentes da rede básica. Os valores a serem pagos pela CEMIG são definidos por meio de uma Resolução da ANEEL.

As provisões operacionais foram de R$ 704 milhões em 2016, em comparação a R$ 1.401 milhões em 2015, uma redução de 49,75%. Esta redução decorre, principalmente, do ajuste credor nas perdas referentes às opções de investimento da Parati, no montante de R$ 55 milhões, em comparação a uma provisão de R$ 1.079 milhões em 2015 – refletindo, principalmente um aumento de 76,24% nas ações da Light em 2016 (uma variável importante para o cálculo do valor justo da opção de venda com base no modelo Black-Scholes-Merton), bem como o pagamento de R$ 498 milhões de dividendos das empresas do grupo Parati em 2016, que resultou em uma redução de R$ 702 milhões no valor do preço de exercício. Mais detalhes sobre os critérios de constituição dessas provisões podem ser obtidos na nota explicativa nº 15 (Opções de Venda).

A despesa com Pessoal foi de R$ 1.643 milhões em 2016, em relação a R$ 1.435 milhões em 2015, representando um aumento de 14,48%. Este aumento decorre, principalmente, de:

- Reajustes salariais de 3% a partir de março de 2015 (efeito integral em 2016), como resultado de ação judicial ajuizada por entidades representativas dos empregados.
- Reajustes salariais de 10,33% em efeito a partir de novembro de 2015, em função de Acordo Coletivo (efeito integral em 2016).
- Reajuste salarial de 8,50% em efeito a partir de novembro de 2016, em função de Acordo Coletivo.
- Reconhecimento, em 2016, de despesa com o programa de desligamento voluntário de pessoal, no montante de R$ 93 milhões.

As despesas com Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia foram de R$ 0,04 milhões em 2016 comparados a R$ 84 milhões em 2015. Essa redução foi devido à suspensão da operação da usina termelétrica de Igarapé, iniciada em agosto de 2015, conforme decisão do Operador Nacional do Sistema, ou ONS, dessa forma, a CEMIG cessou a compra de óleo combustível necessário à operação da usina.

Os Custos de Construção de Infraestrutura foram de R$ 1.193 milhões em 2016, em comparação a R$ 1.252 milhões em 2015, uma redução de 4,71%. Este custo é integralmente compensado pela Receita de Construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da CEMIG no período em ativos da concessão de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

A despesa com Participação dos Empregados e Administradores no Resultado foi de R$ 7 milhões em 2016, em comparação a R$ 137 milhões em 2015. Esta variação decorre da redução do resultado (base de cálculo para o pagamento da participação).

O impacto dos passivos pós-aposentadoria da CEMIG no resultado foi uma despesa de R$ 345 milhões em 2016, em comparação a R$ 156 milhões em 2015, devido ao maior custo decorrente do Fundo de Pensão e do Plano de Saúde em 2016. Além disso, foram efetuadas modificações no seguro de vida em 2015, que alterou o limite máximo do capital segurado. Isso provocou uma redução de R$ 74 milhões das obrigações pós-aposentadoria para 2015, que é contabilizada na demonstração de resultados.

Em 2016 a CEMIG registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R$ 877 milhões, em comparação a R$ 1.051 milhões em 2015, uma redução de 16,56%. Esta variação decorre, basicamente, da redução da quantidade de gás comprado (1.063.677 m³ em 2016 comparados a 1.405.732m³ em 2015).

Receita de valor justo em operações societárias

Em 2015, a CEMIG registrou um ganho de R$ 729 milhões referentes à avaliação ao valor justo dos ativos da Aliança. Para maiores detalhes, ver Nota 15 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Ajuste referente à redução ao valor recuperável (impairment) em investimentos

Em 2016, a CEMIG registrou um ajuste por redução no valor de investimentos de R$ 763 milhões referente ao seu investimento na Renova. A Renova sofreu perdas num total de R$ 1.101 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2016; possuía um capital de giro negativo de R$ 3.211 milhões em 31 de dezembro de 2016 e apresentava geração de fluxo de caixa negativo. As principais razões para estes dados financeiros negativos são: (i) compras de energia que a Renova foi obrigada a efetuar para cumprir compromissos assumidos anteriormente devido ao atraso da entrada em operação de certos parques eólicos; (ii) investimentos substanciais que a Renova realizou na construção da usina eólica do Alto Sertão III; (iii) um atraso na obtenção de financiamento de longo prazo junto ao BNDES; (iv) descumprimento, por parte da Renova de determinadas condicionantes contratuais e não obtenção da aprovação por parte de credores em 2016, o que resultou em certas dívidas de longo prazo passarem a ser classificadas como Passivo Circulante; e (v) perdas resultantes da operação da Terraform. Além disso, atualmente a Renova está em atraso em certos pagamentos e em negociações com credores referentes a vários contratos. Em decorrência disto, visando reequilibrar sua liquidez e sua estrutura de geração de caixa, a administração da Renova vem adotando diversas medidas, tais como a venda de ativos, a redução da estrutura administrativa e operacional, bem como de custos administrativos, um maior comprometimento dos acionistas com o apoio financeiro, contratação de financiamentos de longo prazo junto ao BNDES, iniciando projetos de equalização de fluxo de caixa e buscando o consentimento dos credores para reclassificar certos débitos de curto prazo como passivos não circulantes.

No âmbito da sua estratégia visando restaurar o equilíbrio da sua estrutura de capital e a sustentabilidade dos negócios em longo prazo, em 18 de abril de 2017, a Renova, a Renovapar S.A. e a AES Tietê Energia S.A., com a Nova Energia Holding S.A., ou Nova Energia, na qualidade de interveniente anuente, firmaram um Contrato de Venda de Participação no Complexo Eólico do Alto Sertão II. Por esse contrato, a AES se compromete a adquirir 100% das ações da Nova Energia por R$ 600,0 milhões. A Nova Energia controla a subholding Renova Eólica Participações S.A., que detém 100% das 15 sociedades de propósito específico que compõem o Complexo Eólico do Alto Sertão II. O valor total da operação poderá alcançar a importância de até R$ 700 milhões a título de *earn-out*, sendo que metade deste valor adicional, ou seja, R$ 50 milhões, ficará retido em uma conta de garantia (*escrow account*) e seu pagamento está condicionado ao desempenho do Complexo Alto Sertão II, apurado após um período de cinco anos contados da data do fechamento da operação. O fechamento da transação está sujeito a certas condições precedentes previstas no contrato, incluindo a aprovação por órgãos governamentais e credores.

Para maiores detalhes, ver Nota 15 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Em 2016, a CEMIG apurou uma despesa com equivalência patrimonial no montante de R$ 302 milhões, em comparação a uma receita de R$ 393 milhões em 2015. Essa variação reflete o prejuízo de R$ 359 milhões da Renova em 2016, em função, basicamente, de ajuste referente à redução ao valor recuperável em investimento na Terraform, e baixa de opção de venda com a SunEdison, somado ao ajuste referente à redução ao valor recuperável em ativos de R$ 68 milhões realizado pela Guanhães. Para maiores detalhes, ver Nota 15 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Resultado Financeiro Líquido

O Resultado Financeiro Líquido, em 2016, foi uma despesa financeira líquida de R$ 1.437 milhões, em comparação a R$ 1.341 milhões em 2015. Os principais fatores que impactaram o Resultado Financeiro foram:

- Aumento de 39,11% nos encargos de Empréstimos e Financiamentos, totalizando R$ 1.928 milhões em 2016, em comparação a R$ 1.386 milhões em 2015. Este resultado decorre do aumento do custo da dívida indexada ao CDI em 2016, e da maior variação deste indexador, que foi de 14,06% em 2016 em comparação a 13,23% em 2015.

- Redução de 36,69% nas despesas de variações monetárias com Empréstimos e Financiamentos, no montante de R$ 245 milhões em 2016, em comparação a R$ 387 milhões em 2015, decorrente, principalmente, da menor variação do IPCA em 2016 (6,29% em 2016 em comparação a 10,67% em 2015).

- Redução de 79,65% nas despesas com variações cambiais, no montante de R$ 35 milhões em 2016, em comparação a R$ 172 milhões em 2015, decorrente, substancialmente, da menor variação do Dólar em 2016 (desvalorização de 16,54% em 2016 em comparação à valorização de 47,01% em 2015).

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2016, a despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou R$ 33 milhões em relação ao resultado de R$ 367 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 8,99%.

Em 2015, a despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou R$ 893 milhões em relação ao resultado de R$ 3.362 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 26,55%. Há uma reconciliação dessas taxas efetivas com as alíquotas nominais na nota 10 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2015 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 11,6%, passando de R$ 19.595 milhões em 2014 para R$ 21.868 milhões em 2015. A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2015 e 2014, expressos com base em percentual do faturamento:

	2015	% da receita operacional líquida	2014	% da receita operacional líquida	2015 versus 2014 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	20.319	92,9	14.922	76,2	36,2
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	2.207	10,1	2.310	11,8	(4,5)
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A), e de Outros Componentes Financeiros	1.704	7,8	1.107	5,6	53,9
Receita de uso da rede de distribuição de eletricidade, ou TUSD	1.465	6,7	855	4,4	71,3
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão	261	1,2	557	2,8	(53,1)
Receita de Indenização de Transmissão	101	0,5	420	2,1	(76,2)
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	576	2,6	55	0,3	947,3
Receitas de construção	1.252	5,7	941	4,8	33,0
Transações em energia elétrica na CCEE	2.425	11,1	2.348	12,0	3,3
Fornecimento de Gás	1.667	7,6	422	2,2	295,0
Outras receitas operacionais	1.440	6,6	1.284	6,6	12,1
Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita	(11.549)	(52,8)	(5.626)	(28,7)	105,3
Total das receitas operacionais líquidas	21.868	100,0	19.595	100,0	11,6

Vendas de energia elétrica a consumidores finais

A receita proveniente da venda de energia elétrica aos consumidores finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) foi de R$ 20.319 milhões em 2015, representando um aumento de 36,2% em relação à R$14.922 milhões em 2014.

Os principais itens que afetaram a receita são os seguintes:

- O volume de energia vendido em 2015 foi 10,35% menor do que em 2014.
- Reajuste tarifário anual da CEMIG D, com impacto médio nas tarifas dos consumidores de 14,76%, aplicável a partir de 8 de abril de 2014 (efeito integral em 2015).
- Reajuste Tarifário Extraordinário, ou RTE, da CEMIG D, com impacto médio nas tarifas dos consumidores de 28,76%, aplicável a partir de 02 de março de 2015.
- Reajuste tarifário anual da CEMIG D, com impacto médio nas tarifas dos consumidores de 7,07%, aplicável a partir de 8 de abril de 2015.
- Criação, em 2015, do mecanismo de bandeira tarifária, com os seguintes valores por 100KW/h consumido: (i) a partir de janeiro de 2015, R$ 1,50 para a Bandeira Amarela e R$ 3,00 para a Bandeira Vermelha; (ii) a partir de março de 2015, R$ 2,50 para a Bandeira Amarela e R$ 5,50 para a Bandeira Vermelha; e por fim (iii) a partir de setembro de

2015, R$ 2,50 para a Bandeira Amarela e R$ 4,50 para a Bandeira Vermelha. A bandeira vermelha vigorou pelo ano inteiro de 2015.

Evolução do Mercado

O mercado da CEMIG consiste na venda de energia para: (i) consumidores regulados na área de concessão da CEMIG no estado de Minas Gerais; (ii) clientes livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Mercado Livre; (iii) outros agentes do setor elétrico – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, também no Mercado Livre; (iv) distribuidores no ACR; e (v) vendas na CCEE, eliminando as transações existentes entre as empresas do Grupo CEMIG.

O volume total de energia elétrica comercializada pela CEMIG em 2015 apresentou uma queda de 10,3% em relação a 2014. A tabela a seguir ilustra o volume de energia elétrica comercializada pela CEMIG a cada segmento do mercado de energia em 2015 e 2014:

	GWh		
	2015	2014	**Var %**
Residencial	9.830	10.014	(1,8)
Industrial	22.969	26.026	(11,7)
Comércio, Serviços e Outros	6.434	6.395	0,6
Rural	3.380	3.390	(0,3)
Poder Público	892	891	0,1
Iluminação Pública	1.326	1.298	2,2
Serviço Público	1.204	1.273	(5,4)
Subtotal	46.035	49.287	(6,6)
Consumo Próprio	38	37	2,7
Subtotal	46.073	49.324	(6,6)
Suprimento a Outras Concessionárias (1)	10.831	14.146	(23,4)
Total	56.904	63.470	(10,3)

(1) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR, e contratos bilaterais com outros agentes.

O desempenho das principais classes de consumo de energia elétrica está descrito a seguir:

- Residencial: O consumo residencial em 2015 apresentou redução de 1,84% em relação a 2014. A redução do consumo de energia desta classe está associada, principalmente, ao aumento significativo das tarifas cobradas do consumidor final durante 2015 – e à aplicação das bandeiras tarifárias durante o mesmo ano. O consumo médio mensal por consumidor no ano de 2015 foi de 126,5 kWh/mês, que corresponde a uma redução de 3,6% em comparação a 2014 (131,2 KWh/mês), situação não observada desde o ano de 2008.
- Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres apresentou uma redução de 11,74% em relação a 2014, decorrente, principalmente, do término de contratos no final do ano de 2014 e não renovados com a CEMIG GT, e redução dos níveis de atividade econômica em 2014, com impactos diretos no consumo de energia por esse segmento.
- Comercial, Serviços e Outros: A energia consumida pelos clientes regulados e livres, na área de concessão em Minas Gerais e fora do Estado, aumentou 0,6% em 2015 em comparação a 2014, decorrente, basicamente, do crescimento do volume de energia faturada pela CEMIG GT e suas subsidiárias integrais aos consumidores livres, compensado pela redução no volume faturado aos consumidores regulados da CEMIG D.
- Rural: O consumo dessa classe reduziu 0,31%, em decorrência, basicamente, do menor uso dos sistemas de irrigação e à elevação do preço da energia no ano de 2015, aumentando o custo de produção de fazendeiros.
- Demais classes: O consumo das demais classes (Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio), foi 1,13% menor no ano de 2015 em comparação a 2014.

Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias

A receita com energia vendida foi de R$ 2.207 milhões em 2015, ou 4,5% menor que em 2014 (R$ 2.310 milhões). Esta queda na receita é decorrente da redução de 23,43% na quantidade de energia vendida a outras concessionárias, que foi de 10.831 GWh em 2015 em comparação a 14.146 GWh em 2014.

Receita de uso da rede de distribuição de eletricidade, ou TUSD

A receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD, é derivada da tarifa cobrada aos consumidores livres para o transporte de energia vendida. Em 2015, a receita foi de R$ 1.465 milhões em comparação a R$ 855 milhões em 2014, o que representa um aumento de 71,3%.

Esta variação decorre, basicamente, do impacto tarifário nos consumidores livres a partir de 08 de abril de 2014 com aumento de 8,79% (efeito integral em 2015) e novo impacto percebido nos reajustes de 2015 com aumento de 96,21%. Os reajustes de 2015 devem-se, principalmente, ao repasse do aumento da cota da Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE. O aumento na tarifa foi parcialmente compensado pelo desaquecimento das atividades do setor industrial – que teve uma redução de 11,74% na quantidade de energia consumida em 2015 em comparação a 2014.

CVA e Outros Componentes Financeiros

A CEMIG reconhece em suas demonstrações financeiras a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos, onde se destacam a CDE e energia comprada, e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas. Este saldo – os valores que deverão ser repassados nos próximos reajustes tarifários da CEMIG D – representou uma receita operacional de R$ 1.704 milhões em 2015, em comparação a R$ 1.107 milhões em 2014.

Receita de uso do sistema de concessão de transmissão

As receitas da utilização do sistema de transmissão em concessão totalizaram R$ 261 milhões em 2015, em comparação aos R$ 557 milhões de 2014, representando uma redução de 53,1%. Isto foi devido principalmente à redução nas receitas relacionadas à conexão entre o sistema de geração e o sistema de transmissão.

Receita de Indenização de Transmissão

A receita de indenização de transmissão totalizou R$ 101 milhões em 2015 em comparação aos R$ 420 milhões em 2014, representando uma redução de 76,0%. Esta variação decorre, principalmente, do reconhecimento da receita de R$ 357 milhões em 2014 em virtude da indenização prevista para os ativos de transmissão, considerando a adesão da Lei nº 12.973/13.

Receita de transações de energia elétrica na CCEE

A receita com transações de energia elétrica na CCEE foi de R$ 2.425 milhões em 2015, em comparação a R$ 2.348 milhões em 2014, representando um aumento de 3,3%. Os componentes deste valor são: (i) maior volume total vendido, 7.157,641 MWh em 2015, em comparação a 3.354.224 MWh em 2014; e (ii) uma redução de 58,3% do Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD no mercado atacadista (R$ 287,20/MWh em 2015, em comparação a R$ 688,89/MWh em 2014).

Receita de fornecimento de gás

A CEMIG registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R$ 1.667 milhões em 2015, em comparação a R$ 422 milhões em 2014, representando uma redução de 295,0%. Esta variação decorre, basicamente, do fato da Gasmig ter sido consolidada a partir de outubro de 2014 (a receita de 2014 corresponde somente a três meses).

Receitas de construção

As receitas de construção e infraestrutura (na transmissão e distribuição) totalizaram R$ 1.252 milhões em 2015, em comparação a R$ 942 milhões em 2014, um aumento de 33,0%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da CEMIG, no período, em ativos da concessão.

Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição

Uma maior receita na atualização de Ativos Financeiros na Base de Remuneração Regulatória, ou BRR: sendo R$ 576 milhões em 2015, em comparação a R$ 55 milhões em 2014. Isto refletiu em:

- Alteração do indexador utilizado. Em novembro de 2015, a ANEEL determinou a alteração do indexador da BRR, que passou de IGP-M para IPCA. Essa alteração gerou uma atualização retroativa até janeiro de 2013. O impacto dessa alteração na receita financeira registrada em dezembro de 2015 foi de R$ 143 milhões.

- Maior variação do atual indexador da BRR, o IPCA, que variou 10,67% em 2015, em comparação a uma variação de 3,69% do IGP-M em 2014.

- Em junho de 2014, foi registrada uma reversão da atualização financeira da BRR no montante de R$ 110 milhões, em função da homologação definitiva do valor da BRR da CEMIG D;

Outras receitas operacionais

O aumento de outras receitas operacionais deveu-se, principalmente, ao aumento da receita de subsídios a usuários de serviços de distribuição, cujo valor foi reembolsado pela Eletrobras. Esses subsídios totalizaram R$ 996 milhões em 2015, em comparação a R$ 790 milhões em 2014.

Impostos e Encargos Incidentes sobre a receita

Os impostos incidentes sobre a receita operacional em 2015 foram de R$ 11.549 milhões, em comparação a R$ 5.626 milhões em 2014, representando um aumento de 105,30%. Este resultado decorre, principalmente, do aumento nos custos com a CDE (explicado em maiores detalhes a seguir), e também da variação na receita líquida (para a maior parte dos tributos o cálculo é feito com base em percentual do faturamento).

Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, tem os seus pagamentos definidos por meio de Resolução da ANEEL. A CDE tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão, subsídios tarifários, subvenção da redução tarifária equilibrada, baixa renda e carvão mineral e a Conta de Consumo de Combustíveis, ou CCC.

Os encargos referentes à CDE em 2015 foram de R$ 2.870 milhões, em comparação a R$ 211 milhões em 2014. Essa variação decorre do novo orçamento para a CDE em 2015, em que a ANEEL elevou o montante anual a ser pago pela CEMIG D, sendo repassado às tarifas no componente de encargos setoriais.

Encargos do consumidor – o sistema de "Bandeira Tarifária"

Em 2015, com a criação do mecanismo de Bandeira Tarifária, a CEMIG atribuiu, aos Encargos do Consumidor, um total de R$ 1.067 milhões decorrentes do sistema de Bandeira Tarifária.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, excluindo o Resultado Financeiro, representaram em 2015 o montante de R$ 18.287 milhões em comparação a R$ 14.448 milhões em 2014, representando um aumento de 26,6%. A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais para 2015 e 2014, expressos com base em percentual do faturamento:

	2015	**% da receita operacional líquida**	2014	**% da receita operacional líquida**	**2015 versus 2014 %**
	(em milhões de R$)		**(em milhões de R$)**		
Energia elétrica comprada para revenda	(9.542)	(43,6)	(7.428)	(37,9)	28,5
Gás comprado para revenda	(1.051)	(4,8)	(254)	(1,3)	313,8
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(999)	(4,6)	(744)	(3,8)	34,3
Depreciação e Amortização	(835)	(3,8)	(801)	(4,1)	4,2
Pessoal	(1.435)	(6,6)	(1.252)	(6,4)	14,6
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado	(137)	(0,6)	(249)	(1,3)	(45,0)
Serviços terceirizados	(899)	(4,1)	(953)	(4,8)	(5,7)
Obrigações pós-aposentadoria	(156)	(0,7)	(212)	(1,1)	(26,4)

	2015	% da receita operacional líquida	2014	% da receita operacional líquida	2015 versus 2014 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Materiais	(154)	(0,7)	(381)	(1,9)	(59,6)
Provisões operacionais	(1.401)	(6,4)	(581)	(3,0)	141,1
Custos de construção	(1.252)	(5,7)	(942)	(4,8)	32,9
Outras despesas operacionais líquidas	(426)	(2,0)	(651)	(3,3)	(34,6)
Total das despesas e custos operacionais	(18.287)	(83,6)	(14.448)	(73,7)	26,6

A seguir estão as principais variações nas despesas entre 2015 e 2014:

A despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda foi de R$ 9.542 milhões em 2015, em comparação a R$ 7.428 milhões em 2014, representando um aumento de 28,5%. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- Aumento de 22,7% na despesa com energia adquirida em leilão, que foi de R$ 3.978 milhões em 2015, em comparação a R$ 3.242 milhões em 2014, decorrente, principalmente, dos contratos por disponibilidade, em virtude dos gastos com combustível para geração de energia elétrica pelas usinas termelétricas.
- Aumento de 108,9% na despesa com energia da Itaipu Binacional em 2015, em comparação a 2014. Esse valor, indexado ao dólar norte-americano, foi de R$ 1.734 milhões em 2015, em comparação a R$ 830 milhões em 2014. Essa variação decorre do aumento da tarifa em dólares, que era de U$26,05/kW/mês em 2014 e passou para U$38,07/kW/mês, a partir de janeiro de 2015 e, adicionalmente, da valorização do Dólar norte-americano frente ao Real em 2015, comparado a 2014. O Dólar médio relativo às faturas em 2015 foi de R$ 3,38, em comparação a R$ 2,35 em 2014, o que representou uma variação de 43,8%.
- Aumento de 56,8% da despesa com energia adquirida no Mercado Livre que foi de R$ 2.762 milhões em 2015, em comparação a R$ 1.762 milhões em 2014. Esta variação é decorrente, basicamente, do aumento de 48,10% no volume de compra realizado pela CEMIG GT (15.273.685 MWh) em 2015, em comparação a 2014 (10.313.226 MWh), em função da redução da capacidade de geração, tendo em vista o término da concessão de algumas usinas.
- Redução de 25,97% da compra de energia no mercado de curto prazo (*spot*), em função basicamente da redução dos preços da energia no mercado atacadista em 2015 (R$ 935 milhões em 2015, em comparação a R$ 1.263 milhões em 2014).

Os Encargos de Uso da Rede de Transmissão totalizaram R$ 999 milhões em 2015, comparados a R$ 744 milhões em 2014, representando um aumento de 34,3%.

Esta despesa refere-se aos encargos devidos, pelos agentes de distribuição e geração de energia elétrica, em face da utilização das instalações, componentes da rede básica. Os valores a serem pagos pela CEMIG são definidos por meio de uma Resolução da ANEEL.

As provisões operacionais foram de R$ 1.401 milhões em 2015, em comparação a R$ 581 milhões em 2014, representando um aumento de 141,1%. Esta variação decorre, principalmente, da constituição de provisão para perdas nas opções de venda das ações da Parati e da SAAG, nos montantes de R$ 1.079 milhões e R$ 119 milhões, respectivamente (investimento na UHE Santo Antônio). Mais detalhes sobre os critérios de reversão podem ser obtidos na nota explicativa nº 15 de nossas Demonstrações Financeiras consolidadas (Opções de Venda).

A despesa com Pessoal foi de R$1.435 milhões em 2015 comparada a R$1.252 milhões em 2014, representando um aumento de 14,6%. Este aumento decorre, principalmente, de:

- Reajustes salariais, nos termos da Convenção Coletiva que celebramos com os sindicatos que representam nossos empregados ("Acordo Coletivo") de 6,34%, que entraram em vigor em novembro de 2014 (efeito integral em 2015).
- Reajustes salariais de 3% a partir de março de 2015, como resultado de ação judicial ajuizada por entidades representativas dos empregados da Companhia.
- Reajustes salariais de 10,33% a partir de novembro de 2015, em função de Acordo Coletivo.

As despesas com matéria-prima e insumos para produção de energia foram de R$ 84 milhões em 2015, em comparação a R$ 282 milhões em 2014, representando uma redução de 70,21%. Este resultado decorre 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 nesse ano para manutenção e instalação de novos equipamentos.

Os custos de construção de infraestrutura foram de R$ 1.252 milhões em 2015, em comparação a R$ 942 milhões em 2014, um aumento de 32,91%. Este custo é integralmente compensado pela Receita de Construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da CEMIG no período em ativos da concessão.

Os serviços terceirizados totalizaram R$ 899 milhões em 2015, em comparação a R$ 953 milhões em 2014, representando uma redução de 5,7%. Isso foi devido, principalmente, a uma redução de R$ 62 milhões em serviços terceirizados relacionados à coleta e leitura de contadores do negócio de distribuição.

A participação dos empregados e administradores nos lucros e resultados totalizou R$ 137 milhões em 2015, em comparação a R$ 249 milhões em 2014, uma redução de 45,0%. Isso se deve principalmente à redução do lucro líquido da CEMIG em 2015, em comparação a 2014, uma vez que este é o principal fator da participação nos lucros e resultados.

Em 2016, a CEMIG registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R$ 1.051 milhões, em comparação a R$ 254 milhões em 2014, um aumento de 313,8%. Esta variação decorre, basicamente, do fato dos resultados da Gasmig terem sido consolidados nos da CEMIG a partir de outubro de 2014 (a receita de 2014 corresponde somente a três meses).

Receita de valor justo em operações societárias

Em 2015, a CEMIG registrou um ganho de R$ 729 milhões referentes à avaliação ao valor justo dos ativos da Aliança. Para maiores detalhes, ver Nota 15 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Resultado de Equivalência Patrimonial

Em 2015, a CEMIG apurou um ganho líquido com equivalência patrimonial no montante de R$ 393 milhões comparados a um ganho líquido de R$ 210 milhões em 2014. Este resultado decorre, principalmente da apuração de um prejuízo de R$ 3 milhões da Madeira Energia S.A., ou MESA, em 2015, em comparação a um prejuízo de R$ 388 milhões em 2014. Em 2015, como resultado da investigação interna da Eletrobras, a CEMIG registrou uma perda de R$ 23 milhões nos ganhos de investidas não consolidadas da Aliança Norte, Amazônia Energia S.A. e Light, por sua participação na Amazônia Energia S.A. Essa variação deve-se, principalmente a uma perda específica registada pela MESA no ano anterior relacionada com a construção e também às perdas nas operações de eletricidade na investida.

Resultado Financeiro Líquido

O Resultado Financeiro Líquido em 2015 foi uma Despesa Financeira Líquida de R$ 1.341 milhões, em comparação a R$ 1.159 milhões em 2014. Os principais fatores que impactaram o Resultado Financeiro foram:

- Reconhecimento, a partir de 2015, da variação monetária relativa aos saldos de CVA e outros componentes financeiros, representando um aumento na receita financeira de R$ 68 milhões em 2015.
- Reconhecimento da variação monetária de depósitos vinculados a litígios, que representando um aumento na receita financeira de R$ 212 milhões em 2015.
- Aumento nas despesas de variações cambiais de empréstimos e financiamentos e Itaipu Binacional, que foi de R$ 172 milhões em 2015 em comparação ao montante de R$ 26 milhões em 2014. Este resultado decorre dos impactos verificados na CEMIG D em função da maior variação do dólar norte-americano em 2015 (47,0% em 2015, em comparação a 13,4% em 2014);
- Aumento de 48,87% nos encargos de empréstimos e financiamentos sendo R$ 1.386 milhões durante 2015, em comparação a R$ 931 milhões em 2014. Este resultado decorre, principalmente, do aumento da dívida indexada ao CDI, e da maior variação do CDI que foi de 13,2% em 2015 em comparação a 10,8% em 2014;
- Aumento de 42,8% nas despesas de variações monetárias com empréstimos e financiamentos, no montante de R$ 387 milhões em 2015, em comparação a R$ 271 milhões em 2014. Este resultado decorre, principalmente, de uma maior variação do IPCA no período (10,7% em 2015, em comparação a 6,4% em 2014).
- Redução de 15,8% na receita de aplicações financeiras, que foi de R$ 251 milhões em 2015, em comparação a R$ 298 milhões em 2014 – em função de menor volume de recursos aplicados em 2015.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2015, a despesa com imposto de renda e contribuição social totalizou R$ 893 milhões em relação ao lucro de R$ 3.362 milhões antes dos efeitos fiscais, uma taxa efetiva de 26,6%.

Em 2014, a despesa com imposto de renda e contribuição social totalizou R$ 1.342 milhões, em relação ao lucro de R$ 4.479 milhões antes dos efeitos fiscais, uma taxa efetiva de 30,0%. Há uma reconciliação dessas taxas efetivas com as alíquotas nominais na nota 10 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Liquidez e Recursos de Capital

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

Nossas exigências de liquidez também são afetadas pela 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.

A CEMIG assumiu um valor significativo de dívida para financiar os gastos de capital necessários para cumprir os objetivos de crescimento de longo prazo. Em 31 de dezembro de 2016, o passivo circulante consolidado excedeu o ativo circulante consolidado em R$ 3.162 milhões. Em 31 de dezembro de 2016, os empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazo totalizaram R$ 4.837 milhões e R$10.342 milhões, respectivamente. Os vencimentos no primeiro trimestre de 2017 foram de R$ 783 milhões e no segundo, terceiro e quarto trimestres de 2017 serão de R$ 1.017 milhões, R$ 579 milhões e R$ 2.458 milhões, respectivamente. A CEMIG apresentou fluxos de caixa operacionais consolidados positivos nos valores de R$ 1.213 milhões, R$ 3.008 milhões em 2016 e 2015, respectivamente.

Se, por qualquer razão, a CEMIG GT apresentar dificuldades em obter financiamentos, isto poderia comprometer suas condições para realizar investimentos nos montantes necessários para manter o atual nível de investimentos ou seus objetivos de longo prazo e poderia comprometer sua capacidade de cumprir suas obrigações financeiras, incluindo o pagamento no prazo das obrigações financeiras, incluindo o pagamento do principal e juros devidos aos credores, considerando que o fluxo de caixa de suas operações seria insuficiente para cobrir o programa de investimentos e todo o seu serviço da dívida. A redução do nosso programa de investimentos ou a venda de ativos poderia afetar significativamente os nossos resultados operacionais.

Para maiores detalhes, ver Nota 1 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Caixa e Equivalentes de Caixa

Em 31 de dezembro de 2016, nem os valores disponíveis no caixa, nem os equivalentes de caixa foram mantidos em moedas estrangeiras. O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2016 totalizaram R$ 995 milhões, em comparação com R$ 925 milhões 31 de dezembro de 2015. Em 31 de dezembro de 2015 totalizaram R$ 925 milhões, em comparação com R$ 887 milhões em 31 de dezembro de 2014.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado das atividades operacionais em 2016 e 2015 totalizou R$ 1.213 milhões e R$ 3.008 milhões, respectivamente. A redução no caixa gerado por atividades operacionais em 2016 em comparação com 2015 deveu-se, principalmente, do pagamento, em 2016, pela CEMIG GT, da bonificação de outorga das concessões de 18 usinas hidrelétricas arrematadas no leilão da ANEEL ocorrido em dezembro de 2015, no montante de R$ 2.216 milhões.

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2015 e 2014 totalizou R$ 3.008 milhões e R$ 3.734 milhões, respectivamente. Esta redução do caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2015 em comparação a 2014 reflete, principalmente, a redução do lucro líquido em 2015. O lucro líquido foi de R$ 2.469 milhões em 2015, em comparação a R$ 3.137 milhões em 2014, uma redução de 21,3%.

Fluxo de Caixa Utilizado em Atividades de Investimento

O caixa líquido utilizado nas atividades de investimento totalizou R$ 614 milhões em 2016, em comparação com R$ 3.217 milhões em 2015. Essa variação no caixa líquido utilizado nas atividades de investimento em 2016 deve-se principalmente a uma injeção de capital em investidas no montante de R$ 1.455 milhões, parcialmente compensada pelos recursos aplicados em Títulos e Valores Mobiliários no montante de R$ 1.400 milhões.

O caixa líquido utilizado nas atividades de investimento totalizou R$ 3.217 milhões em 2015, em comparação com R$ 4.299 milhões em 2014. Esta variação decorre, principalmente, das aquisições de participações acionárias em 2014, com destaque para a Renova, MESA e Gasmig.

Fluxo de Caixa das atividades de financiamento

O fluxo de caixa consumido nas atividades de financiamento durante 2016 totalizou R$ 529 milhões, e foi composto pela amortização de R$ 5.591 milhões de financiamentos, pagamento de R$ 675 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, parcialmente compensado pelos recursos de financiamentos no montante de R$ 5.737 milhões.

O fluxo de caixa consumido nas atividades de financiamento durante 2015 totalizou R$ 247 milhões, e foi composto pela amortização de R$ 4.696 milhões de financiamentos, e pagamentos de R$ 796 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, compensado pelos recursos de financiamentos no montante de R$ 5.739 milhões.

Endividamento

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures em 31 de dezembro de 2016 totalizou R$ 15.167 milhões, incluindo R$ 4.837 milhões de dívida classificada como passivo circulante e R$ 10.342 milhões da dívida classificada como passivo não circulante. De nossa dívida de longo prazo, em 31 de dezembro de 2016, R$ 30 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R$ 23 milhões em Dólares norte-americanos e R$ 7 milhões em Euros) e R$ 15.149 milhões estavam denominados em reais.

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures em 31 de dezembro de 2015 totalizou R$ 15.167 milhões, incluindo R$ 6.300 milhões de dívida classificada como passivo circulante e R$ 8.867 milhões da dívida classificada como passivo não circulante. De nossa dívida de longo prazo, em 31 de dezembro de 2015, R$ 47 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R$ 33 milhões em Dólares norte-americanos e R$ 14 milhões em Euros) e R$ 15.120 milhões estavam denominados em reais.

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures em 31 de dezembro de 2014 totalizou R$ 13.509 milhões, incluindo R$ 5.291 milhões de dívida classificada como passivo circulante e R$ 8.218 milhões da dívida classificada como passivo não circulante. De nossa dívida de longo prazo, em 31 de dezembro de 2014, R$ 39 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R$ 24 milhões em Dólares norte-americanos e R$ 15 milhões em Euros) e R$ 13.470 milhões estavam denominados em reais.

Nossos principais contratos de investimento, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2016, são apresentados na tabela a seguir:

Financiador	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais (%)	Moeda	Total consolidado em 31 de dezembro de 2016 (em milhões de R$)
MOEDA ESTRANGEIRA				
União – Bônus Diversos (1)	2024	Diversas	US$	23
KFW (2).....	2024	1,78	EUR	7
Dívida em Moeda Estrangeira				**30**
MOEDA NACIONAL				
Banco do Brasil (3).....	2017	108,33% do CDI	R$	72
Banco do Brasil (2).....	2017	108,00% do CDI	R$	151
Banco do Brasil (2).....	2018	112,00% do CDI	R$	555
Banco do Brasil (3).....	2017	111,00% do CDI	R$	50
Banco do Brasil (3).....	2020	114,00% do CDI	R$	501
Banco do Brasil (2).....	2018	132,90% do CDI	R$	583

BNDES (2)	2026	TJLP+2,34	R$	74
CEF (3)	2018	119,00% do CDI	R$	109
CEF (3)	2020	132,14% do CDI	R$	682
Eletrobrás	2030	UFIR, RGR + entre 6,00 a 8,00	R$	68
Grandes Consumidores	2018	Diversos	R$	6
Finep (2)	2018	TJLP + 5 e TJLP + 2,5	R$	6
Nota Promissória – 7ª Emissão (2)	2017	128,00% do CDI	R$	667
BASA (2)	2018	CDI + 1,9	R$	122
Dívida em Moeda Nacional				**3.729**
Total de Empréstimos e Financiamentos				**3.759**
Debêntures – 2ª Emissão (3)	2017	IPCA + 7,96	R$	235
Debêntures – 1ª série – 3ª Emissão (2)	2017	CDI + 0,90	R$	543
Debêntures – 3ª série – 3ª Emissão (2)	2022	IPCA + 6,20	R$	983
Debêntures – 2ª série – 3ª Emissão (2)	2019	IPCA + 6,00	R$	293
Debêntures – 2ª série – 3ª Emissão (3)	2021	IPCA + 4,70	R$	1.495
Debêntures – 3ª série – 3ª Emissão (3)	2025	IPCA + 5,10	R$	895
Debêntures – 1ª série – 3ª Emissão (3)	2018	CDI + 0,69	R$	464
Debêntures – 1ª Série – 6ª Emissão (2)	2018	CDI+1,60	R$	1.038
Debêntures – 2ª Série – 6ª Emissão (2)	2020	IPCA +8,067	R$	31
Debêntures – 7ª Emissão (2)	2021	140,0% do CDI	R$	2.197
Debêntures – 4ª Emissão (3)	2018	CDI + 4,05	R$	1.598
Debêntures – 5ª Emissão (2)	2018	CDI + 1,70	R$	1.411
Debêntures – 5ª Emissão (4)	2018	CDI + 1,60	R$	101
Debêntures – 3ª Emissão (4)	2018	CDI+0,74	R$	67
Debêntures—4ª Emissão, 1ª Série, 2ª Série, 3ª Série, 4ª Série, 5ª Série, 6ª Série e 7ª Série (4)	2022	TJLP+7,82 (75%) e Selic +1,82 (25%)	R$	134
(-) FIC Pampulha – Títulos de empresas controladas (5)			R$	(65)
Montante Total das Debêntures				**11.420**
Total Geral – Consolidado				**15.179**

Esta tabela não consolida os contratos firmados com (i) NESA (ii) SAESA e (iii) Companhia de Transmissão Centroeste de Minas, na qual, conforme descrito abaixo, a CEMIG é uma garantidora.
(1) As taxas de juros variam entre 2,00 a 8,00% ao ano; libor semestral mais spread de 0,81 a 0,88% ao ano.
(2) CEMIG GT.
(3) CEMIG D.
(4) Gasmig.
(5) O FIC Pampulha possui aplicações financeiras em títulos emitidos pelas subsidiárias da Companhia. Mais informações e características do fundo, veja Nota Explicativa nº 28.

2016

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2016:

Emissão de Debêntures e Refinanciamento de Créditos do Banco do Brasil

Em 29 de dezembro de 2016, a CEMIG GT concluiu a oferta pública da 7ª emissão de debêntures simples garantidas, não conversíveis, em série única, com esforços restritos de colocação, de 224.000 debêntures, com valor nominal unitário de R$ 10.000, à data de emissão de 23 de dezembro de 2016, no montante total de R$ 2.240 milhões, a ser pago em 37 parcelas mensais, com data de vencimento final em 23 de dezembro de 2021. O produto líquido da emissão foi utilizado para o reembolso de 144 Notas Promissórias Comerciais da sua 6ª Emissão Pública de Notas Comerciais e para reposição da posição de caixa da CEMIG GT. As debêntures pagam juros anuais equivalentes a 140% da taxa CDI. Os juros serão pagos mensalmente, sendo que a primeira parcela terá vencimento em 23 de janeiro de 2017 e a última parcela na data de vencimento. As debêntures são garantidas por (i) Garantia da CEMIG; (ii) alienação fiduciária de recebíveis da CEMIG GT; (iii) alienação fiduciária de 49% de ações ordinárias de emissão da CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração

Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e da CEMIG Geração Três Marias S.A. (conjuntamente "CEMIG GT - SPEs"); (iv) alienação fiduciária de recebíveis da CEMIG GT - SPEs; e (v) alienação fiduciária de ações ordinárias e preferenciais de emissão da Gasmig. O valor total das Garantias (exceto a Garantia da CEMIG), até a sua data de vencimento, deverá corresponder a pelo menos 120% do saldo devedor das debêntures. A escritura possui um condicionante contratual financeiro restritivo, uma exigência de que a CEMIG GT mantenha a taxa de capitalização mínima expressa pela relação Dívida Líquida/LAJIDA, conforme definido na mencionada escritura, mais os dividendos recebidos que deverão ser iguais ou inferiores a (i) 5,5x para o exercício fiscal de 2017; (ii) 5,0x para o exercício fiscal de 2018; (iii) 4,5x para o exercício fiscal de 2019; (iv) 3,0x para o exercício fiscal de 2020; e (v) 2,5x para o exercício fiscal de 2021, também incluído. A escritura possui um condicionante contratual financeiro restritivo, uma exigência de que a CEMIG GT mantenha a taxa de capitalização mínima expressa pela relação Dívida Líquida/LAJIDA, conforme definido na mencionada escritura, mais os dividendos recebidos que deverão ser iguais ou inferiores a (i) 5,5x para o exercício fiscal de 2017; (ii) 5,0x para o exercício fiscal de 2018; (iii) 4,5x para o exercício fiscal de 2019; (iv) 3,0x para o exercício fiscal de 2020; e (v) 2,5x para o exercício fiscal de 2021, também incluído. Além disso, a sétima emissão de debêntures da CEMIG GT possui uma provisão segundo a qual, em caso de haver uma emissão de dívida no exterior, a CEMIG GT compromete-se a utilizar 40% do recurso captado para efetuar o resgate antecipado ou a amortização extraordinária das debêntures. A sétima emissão de debêntures da CEMIG GT possui uma provisão segundo a qual, em caso de haver uma venda de ativos, a CEMIG GT compromete-se a utilizar 40% do recurso captado para efetuar o resgate antecipado ou a amortização extraordinária das debêntures. No entanto, se mais de 50% das debêntures já tiverem sido pagas com antecedência, nesse caso 20% do recurso captado deve ser utilizado para efetuar o resgate antecipado ou a amortização extraordinária.

Em 21 de outubro de 2016, a CEMIG D liquidou, em favor do Banco do Brasil S.A, duas Cédulas de Crédito Comercial emitidas em 27 de maio de 2010, bem como a alteração de 10 de maio de 2013 e em 22 de abril de 2016 com vencimentos finais em abril de 2018, no valor total de R$ 600 milhões, acrescidos de juros no montante de R$ 25 milhões calculados até a data da efetiva liquidação. O pagamento foi realizado com recursos próprios da CEMIG D.

Em 24 de outubro de 2016, a CEMIG GT 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 com recursos próprios da CEMIG GT.

A CEMIG GT 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, a fim de refinanciar certas cédulas anteriormente prorrogadas pelo Banco do Brasil. Esse empréstimo possui taxa de juros de 132,90% do CDI e será pago em quatro parcelas semestrais, com vencimento final em outubro de 2018.

Emissão de Cédula de Crédito Bancário

A CEMIG D emitiu, em 22 de março de 2016, em favor da Caixa Econômica Federal, uma Cédula de Crédito Bancário no valor de R$ 695 milhões, cuja finalidade consiste no pagamento de juros e principal de dívidas existentes, representados por Cédulas de Crédito Bancário emitidas em favor do Banco do Brasil e da Caixa Econômica Federal, bem como a 8ª emissão de Notas Promissórias da CEMIG D, vincendas no primeiro semestre do ano de 2016. A taxa de juros é de 132,14% do CDI a.a. e o prazo total da operação é de 48 meses, sendo 18 meses de carência para o principal. Durante o período de carência, o pagamento de juros será feito trimestralmente. Após o período de carência, a amortização e o pagamento de juros serão feitos mensalmente. Esta Cédula de Crédito Bancário é garantida pela CEMIG e por uma garantia sobre os recebíveis da CEMIG D, no valor não inferior a 40% do saldo desta Cédula de Crédito Bancário.

Emissão de Notas Promissórias

Em 1º de julho de 2016, a CEMIG GT concluiu a sua 7ª emissão de notas promissórias comercias, totalizando R$ 620 milhões. Os recursos obtidos foram destinados ao pagamento da 2ª parcela da bonificação pela outorga de concessões de usinas hidrelétricas referentes ao Lote D do Leilão ANEEL nº 12/2015, bem como reforço de capital de giro da CEMIG GT. As Notas Promissórias têm prazo de vencimento de 360 dias e vencimento em 26 de junho de 2017, pagando juros equivalentes a 128% da taxa DI média diária, a taxa diária de depósito interbancário, a ser paga na data de vencimento. Esta emissão conta com o aval da CEMIG.

Resgate de Notas Promissórias

Em 28 de março de 2016, a CEMIG D liquidou a totalidade de sua 8ª emissão de Notas Promissórias. Foi pago aos detentores das notas o valor de R$ 1,958 bilhão, sendo R$ 1,7 bilhão de principal e R$ 258 milhões de juros.

2015

Em 2015, celebramos os seguintes contratos de financiamento:

Em 7 de maio de 2015, a CEMIG D emitiu uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco do Brasil S.A. no valor de R$ 500 milhões, para ser utilizada para capital de giro. A taxa de juros é de 114% do CDI, a.a., pagamentos semestrais de juros. A amortização será paga em três parcelas consecutivas, sendo a primeira parcela equivalente a R$ 166.666.666,00, a ser paga em abril de 2018, a segunda parcela equivalente a R$ 166.666.666,00, a ser paga em abril de 2019 e a terceira parcela equivalente a R$ 166.666.666,00 a ser paga em abril de 2020. Esta Cédula de Crédito Bancário é garantida por penhor de duplicatas no valor não inferior a 100% do saldo desta Cédula de Crédito Bancário.

Já a CEMIG GT, em julho de 2015 concluiu a 6ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, 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 primeira série e 2.725 debêntures da 2ª série, com valor nominal unitário de R$ 10.000 (dez mil) na data de emissão de 15 de julho de 2015, totalizando R$ 1,000 milhões (um bilhão de reais). Os recursos líquidos obtidos com essa emissão foram destinados para pagamento de dívidas e à recomposição de caixa da CEMIG GT, em função de pagamento de dívidas. As debêntures têm prazo de três anos (1ª série) e cinco anos (2ª série), a contar da data de emissão e pagam juros remuneratórios correspondentes a 100% do CDI capitalizado de um spread de 1,6% ao ano (1ª série) e índice de inflação (IPCA) de 8.067%/ano (2ª série). Os juros (1ª série) serão pagos anualmente e a amortização será paga em duas parcelas consecutivas. A primeira (1ª série), equivalente a 50% do valor nominal unitário, deverá ser paga em 15 de julho de 2017 e a segunda (1ª série), equivalente ao saldo do valor nominal unitário, será paga em 15 de julho de 2018. Os juros (2ª série) serão pagos anualmente e a amortização será paga em duas parcelas consecutivas. A primeira (2ª série), equivalente a 50% do valor nominal unitário, deverá ser paga em 15 de julho de 2019, e a segunda (2ª série), equivalente ao saldo do valor nominal unitário, será paga em 15 de julho de 2020. A 6ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações da CEMIG GT conta com o aval da sua controladora, a CEMIG Holding.

Em dezembro de 2015, a CEMIG D concluiu a sua 4ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, por meio da qual foram emitidas 161.500 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com valor nominal unitário de R$ 10.000 (dez mil reais) na data de emissão de 15 de dezembro de 2015, totalizando R$ 1,615 milhões (um bilhão e seiscentos e quinze milhões). Os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados ao pagamento de dívidas. As debêntures têm prazo de três anos a contar da data de emissão, com vencimento em 15 de dezembro de 2018, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 100% do CDI capitalizado de um spread de 4,050% ao ano. Os juros serão pagos anualmente contados a partir de 15 de dezembro de 2016 e a amortização será paga em duas parcelas iguais e consecutivas. A primeira, equivalente a 50% do valor nominal unitário, deverá ser paga em 15 de dezembro de 2017, e a segunda, equivalente ao saldo do valor nominal unitário, será paga em 15 de dezembro de 2018. A 6ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações da CEMIG GT conta com o aval da sua controladora, a CEMIG Holding.

2014

Em 2014, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

Em dezembro de 2014, a CEMIG GT concluiu a sua 5ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, por meio da qual foram emitidas 140.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, com valor nominal unitário de R$ 10.000 (dez mil reais) na data de emissão de 10 de dezembro de 2014, totalizando R$ 1,400 milhões (um bilhão e quatrocentos milhões). Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados ao pagamento de dívidas, investimento em participações (Renova e Aliança) e à recomposição de caixa por investimento em participações efetuadas no ano de 2014. As debêntures têm prazo de quatro anos a contar da data de emissão, com vencimento em 10 de dezembro de 2018, e pagam juros remuneratórios correspondentes a 100% do CDI capitalizado de um spread de 1,70% ao ano. Os juros serão pagos anualmente e a amortização será paga em duas parcelas iguais e consecutivas. A primeira, equivalente a 50% do valor nominal unitário, deverá ser paga em 10 de dezembro de 2017, e a segunda, equivalente ao saldo do valor nominal unitário, será paga em 10 de dezembro de 2018. A 5ª Emissão Pública de Debêntures Simples da CEMIG GT conta com o aval da sua controladora, a CEMIG Holding.

2013 ou anteriormente

Os seguintes contratos de financiamento foram celebrados durante 2013 ou anteriormente:

A CEMIG D captou R$ 2,981 bilhões em 2013. Este total compreendeu R$ 200 milhões de uma Cédula de Crédito Bancário em favor do Banco do Brasil para aquisição de energia elétrica; R$ 600 milhões por meio de renovações de uma Cédula de Crédito Bancário; R$ 2,160 milhões através da terceira emissão de debêntures, para o resgate das Notas Promissórias de sua quinta e sexta emissões e para a realização de investimentos; e R$ 21,2 milhões em financiamentos da Eletrobrás para o Programa Cresce Minas.

Em fevereiro de 2013, a CEMIG D terminou sua 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis, em ações no mercado brasileiro, mediante a qual foram emitidas 2.160.000 debêntures não conversíveis, simples em três séries, sendo 410.817 debêntures na 1ª série, 1.095.508 debêntures na 2ª série e 653.675 debêntures na 3ª série, com valor nominal unitário de R$ 1.000 na data de emissão, em 15 de fevereiro de 2013, num montante total de R$ 2,160 bilhões. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados ao pagamento de dívidas. As debêntures têm prazo de vencimento de 5 anos (1ª Série), 8 anos (2ª Série) e 12 anos (3ª série) a contar da data de emissão e rendem juros equivalentes a 100% do CDI mais um spread de 0,69 ao ano (1ª série), IPCA mais 4,70% ao ano (2ª Série) e IPCA mais 5,10% ao ano (3ª série). Os juros da 1ª série serão pagos anualmente e a amortização será paga em uma única parcela em 15 de fevereiro de 2018. Os juros da 2ª Série serão pagos anualmente e a amortização será paga em três parcelas consecutivas, a primeira parcela, equivalente a 33% do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 de fevereiro de 2019; a segunda parcela, equivalente a 33 % do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 de fevereiro de 2020; a terceira parcela, equivalente a 34% do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 de fevereiro de 2021. Os juros da 3ª série serão pagos anualmente e a amortização será paga em quatro parcelas consecutivas, a primeira parcela, equivalente a 25% do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 fevereiro de 2022; a segunda parcela, equivalente a 25% do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 de fevereiro de 2023; a terceira parcela, equivalente a 25% do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 de fevereiro de 2024; e a quarta parcela, equivalente a 25% do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 de fevereiro de 2025. A 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em ações da CEMIG D tem o aval da sua controladora, a CEMIG Holding.

Em 9 de março de 2009, a CEMIG GT celebrou um contrato de financiamento com o BNDES, no valor de R$ 120 milhões, cujos recursos foram utilizados para efetuar uma injeção de capital em sua subsidiária Baguari Energia S.A., para a construção do complexo hidrelétrico de Baguari. A taxa de juros é TJLP mais um spread de 2,34%, a serem pagos trimestralmente. A amortização será paga em 192 parcelas mensais e consecutivas, com vencimento final em 15 de julho de 2026. Este contrato possui um condicionante contratual financeiro restritivo (*covenant*) que obriga a CEMIG, garantidora do financiamento, a manter uma taxa de capitalização mínima, expressa pela relação Patrimônio Líquido/Ativo Total igual ou superior a 30%, na ausência da qual a CEMIG é obrigada a fornecer uma garantia, que na avaliação do BNDES represente 130% do saldo devedor do contrato, no prazo de seis meses após o final do exercício em que o índice de capitalização exigido não tenha sido atingido, ou apresentar uma declaração provisória de situação financeira, auditada por um auditor registrado na Comissão de Valores Mobiliários, que indique retorno à taxa de capitalização mínima exigida. Este condicionante contratual deve ser avaliado ao final de cada exercício. No final de 2016, não houve descumprimento desta cláusula contratual.

Em 14 de dezembro de 2012, a CEMIG GT celebrou um contrato de financiamento com o Banco de Desenvolvimento da Alemanha KfW, no valor de €10 milhões, a serem utilizado na construção da usina de geração de energia solar instalada na cobertura do estádio de futebol Mineirão. A taxa de juros é de 1,78% ao ano. A amortização e o pagamento de juros serão efetuados semestralmente, com vencimento final em 30 de dezembro de 2024.

Em fevereiro de 2012, a CEMIG GT concluiu sua 3ª Emissão Pública Debêntures Simples Não Conversíveis em ações, mediante a qual foram emitidas 1.350.000 debêntures simples, não conversíveis em três séries, sendo 480.000 debêntures na 1ª série, 200.000 debêntures na 2ª série, e 670.000 debêntures na 3ª Série, com valor nominal unitário de R$ 1.000 na data de emissão, de 15 de fevereiro de 2012 em um montante total de R$ 1,350 bilhão. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados ao pagamento de dívidas. As debêntures têm prazo de vencimento de 5 anos (1ª Série), 7 anos (2ª Série) e 10 anos (3ª série) a contar da data de emissão e rendem juros equivalentes a 100% do CDI mais um spread de 0,9 ao ano (1ª série), IPCA mais 6,00% ao ano (2ª Série) e IPCA mais 6,20% ao ano (3ª série). Os juros da 1ª série serão pagos anualmente e a amortização será paga em uma única parcela em 15 de fevereiro de 2017. Os juros da 2ª Série serão pagos anualmente e a amortização será paga em duas parcelas consecutivas. A primeira parcela da 2ª Série, equivalente a 50% do valor nominal unitário, a ser paga em 15 de fevereiro de 2018, e a segunda parcela da 2ª Série, equivalente ao saldo do valor nominal unitário será paga em 15 de fevereiro de 2019. Os juros da 3ª série deverão ser pagos anualmente e a amortização será paga em três parcelas consecutivas. A primeira parcela (da 3ª Série), equivalente a 33% do valor nominal unitário, deve ser paga em 15 de fevereiro de 2020; a segunda parcela (da 3ª Série), equivalente a 33% do valor nominal unitário, deverá ser paga em 15 de fevereiro de 2021; e a terceira parcela (da 3ª Série), equivalente a 34% do valor nominal unitário, deverá ser paga em 15 de fevereiro de 2022. A 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples Não Conversíveis em ações da CEMIG GT tem o aval da sua controladora, a CEMIG Holding.

As emissões de títulos efetuadas pela CEMIG GT estão condicionadas à prévia autorização do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, exceto as emissões realizadas no transcurso usual dos negócios.

Nos contratos de financiamento da CEMIG D e da CEMIG GT existem cláusulas padrão limitando o pagamento de dividendos, se as empresas estiverem inadimplentes; restringindo a alienação de ativos que possam afetar negativamente suas atividades; e restringindo a alienação do controle acionário das sociedades envolvidas.

Como temos uma parcela significativa de nossos financiamentos, totalizando R$ 4,837 bilhões, com vencimento em 2017, precisamos de recursos de curto prazo para pagar e para refinanciar tais obrigações. Na qualidade de empresa estatal, estamos sujeitos a restrições previstas na legislação e na regulamentação atuais, referentes a financiamento e à nossa condição de obter financiamento em determinadas situações, as quais incluem: (a) a autorização da Câmara de Orçamento e Finanças, ou COF, em conformidade com o Artigo 4º, III do Decreto nº 47.077/16 do Governo do Estado de Minas Gerais;

(b) registro de financiamentos estrangeiros no Banco Central do Brasil e (c) aprovação prévia da Secretaria do Tesouro Nacional, ou STN, em conformidade com o Artigo 98 do Decreto Federal nº 93.872/86 sobre financiamentos estrangeiros. Além disso, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas à limitação da exposição aos riscos relacionados com os governos estaduais, órgãos governamentais e empresas estatais como a CEMIG. Ainda assim, tais restrições não proíbem as instituições financeiras locais de adquirir debêntures e outros instrumentos de dívida locais emitidos pela CEMIG. Essas restrições não têm impedido a obtenção de financiamento, embora não haja garantias de que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Veja "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos relativos à CEMIG – Estamos sujeitos a restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de incorrer em endividamento, o que poderia afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira".

As recentes mudanças na regulamentação do setor de energia, especialmente aquelas introduzidas para a geração e transmissão pela Lei nº 12.783/2013, e a revisão tarifária da CEMIG D, realizada em abril de 2013, têm exigido um planejamento de orçamento mais preciso. Em 2014, 2015 e 2016, cobrimos nossos gastos de capital e investimentos em aquisições e atendemos nossas necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Para o ano de 2017, esperamos financiar os recursos necessários para os investimentos propostos em aquisições e atenderemos nossas demais necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Como nos valemos principalmente de caixa gerado por operações para prover recursos à nossa liquidez e necessidades de capital, fatores que acarretam o aumento ou a redução de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o nosso acesso a fontes de liquidez.

Em longo prazo, prevemos que será necessário efetuar significativos gastos de capital com relação à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar várias fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais necessidades.

Garantias de Financiamento da CEMIG

A Norte Energia S.A., ou NESA, firmou o contrato de financiamento nº 11.2.0134.1 com o BNDES, na data de 31 de março de 2011, alterado em 18 de dezembro de 2012, no montante de R$ 3,685 milhões, dividido em subcrédito A e subcrédito B. Esses recursos foram utilizados para a aquisição de equipamentos para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte. A taxa de juros é TJLP com um spread de 5,5% ao ano, a ser pago trimestralmente. A amortização do subcrédito A será paga em 287 parcelas mensais consecutivas, com vencimento final em 15 de março de 2041, e do subcrédito B será paga em 258 parcelas mensais consecutivas, com vencimento final em 15 de março de 2041. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela NESA e detidas por seus acionistas; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 4,79% do valor total do contrato. Em 31 de dezembro de 2016, o montante do saldo da dívida era de R$ 2,357 milhões.

A NESA firmou o contrato de financiamento nº 12.2.1238.1 com o BNDES, com data de 18 de dezembro de 2012, no montante de R$ 9,815 milhões, com vencimento final em 15 de janeiro de 2042. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte. A taxa de juros é TJLP com um spread de 2,25% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela NESA e detidas por seus acionistas; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 4,79% do valor total do contrato.

A NESA firmou o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 391.115-37/12, com a Caixa Econômica Federal e o Banco BTG Pactual S.A., com data de 18 de dezembro de 2012, no montante de R$ 9 bilhões, com vencimento

final em 15 de janeiro de 2042. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte, do seu sistema de transmissão e para uma injeção de caixa no PDRS Xingu. A taxa de juros é TJLP com um spread de 2,65% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela NESA e detidas por seus acionistas; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 4,79% do valor total do contrato.

A Santo Antônio Energia S.A., ou SAESA, firmou o contrato de financiamento com o Banco da Amazônia S.A., com data de 11 de março de 2009, no montante de R$ 503 milhões, com vencimento final em 10 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte. A taxa de juros é de 10% ao ano. Durante o período de carência da amortização do principal de cada subcrédito, 50% dos encargos financeiros relativos aos pagamentos de juros de cada subcrédito serão pagos mensalmente, no dia 10 de cada mês. Os demais encargos financeiros relativos ao pagamento dos juros devem ser capitalizados e pagos somente após o vencimento do respectivo período de carência de cada subcrédito. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela SAESA e detidas pela Madeira Energia S.A., ou MESA; (ii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da Santo Antônio; e (iii) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato.

A SAESA firmou o contrato de financiamento nº 1/2013 com o Banco Santander (Brasil) S.A., com o Banco Bradesco S.A., o Banco do Brasil S.A., o Banco Itaú BBA S.A., Caixa Econômica Federal e o BES Investimento do Brasil S.A. - Banco de Investimento, com data de 28 de agosto de 2013, no montante de R$ 995 milhões, com vencimento final em 15 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico Santo Antônio. A taxa de juros varia entre 3,8% a 2,8% ao ano, a ser pago juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela SAESA e detidas pela MESA; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; (iii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da Santo Antônio; e (iv) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato.

Santo Antônio firmou o contrato de financiamento nº 1/2009 com o Banco Santander S.A., o Banco Bradesco S.A., o Banco do Brasil S.A., o Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A., o Banco do Nordeste do Brasil S.A., o Banco Itaú BBA S.A., a Caixa Econômica Federal, Banco da Amazônia S.A. e o BES Investimento do Brasil S.A. - Banco de Investimento, com data de 11 de março de 2009, no montante de R$ 3 bilhões, com vencimento final em 15 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Santo Antônio e do seu sistema de transmissão. A taxa de juros varia entre 3,8% a 2,8% ao ano, a ser pago juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela Santo Antônio e detidas pela MESA; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; (iii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da SAESA; e (iv) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato. Em 31 de dezembro de 2016, o montante do saldo da dívida era de R$ 4,067 milhões.

A SAESA firmou o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 08.2.1120.1 com o BNDES, com data de 4 de março de 2009, no montante de R$ 3,09 bilhões, com vencimento final em 15 de março de 2034. Esses recursos foram utilizados para a construção do complexo hidrelétrico de Santo Antônio e do seu sistema de transmissão. A taxa de juros é TJLP com um spread de 2,4% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato é garantido por (i) penhor das ações emitidas pela Santo Antônio e detidas pela MESA; (ii) alienação fiduciária de direitos creditórios; (iii) contrato de suporte de participação pelos acionistas da Santo Antônio; e (iv) garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 10% do valor total do contrato.

A Companhia de Transmissão Centroeste de Minas firmou o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.1862.1 com o BNDES, com data de 14 de abril de 2011, no montante de R$ 28 milhões, com vencimento final em 15 de abril de 2023. Esses recursos foram utilizados para a construção da Linha de Transmissão LT Furnas – Pimenta 2 – 345kV. A taxa de juros é TJLP com um spread de 3,0% ao ano, a ser paga juntamente com a amortização do valor do principal. Esse contrato possui um condicionante contratual financeiro restritivo que obriga a CEMIG, garantidora do financiamento, a manter uma taxa de capitalização mínima expressa pela relação Patrimônio Líquido/Ativo Total igual ou superior a 0,3. Esse contrato tem garantia pela CEMIG, com responsabilidade limitada de até 51% do valor total do contrato.

Covenants Estatutários

Nosso Estatuto Social estabelece determinadas metas de endividamento e investimentos que deverão ser monitorados pela administração. Entretanto, na Assembleia Geral Ordinária de 30 de março de 2017 foi autorizada a ultrapassagem desses indicadores para o exercício de 2017, conforme tabela abaixo:

	Meta do Estatuto	Ultrapassagem autorizada na Assembleia Geral Ordinária
Dívida Líquida (1) / LAJIDA (2)	2,00	4,44
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + Patrimônio Líquido)	40,00%	55,00%
Investimentos de capital (3) / LAJIDA	40,00%	192,00%

(1) A Dívida Líquida significa o saldo das contas de empréstimos, financiamentos e debêntures (passivo circulante e não circulante) subtraído do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários (ativo circulante e não circulante).
(2) LAJIDA significa o lucro antes dos juros, imposto de renda incluindo contribuição social sobre o lucro líquido, depreciação e amortização.
(3) Investimentos significa gastos e aquisições de ativos.

Esses novos limites, aprovados para 2017, foram revisados no momento da aprovação do orçamento para 2017 pelo Conselho de Administração e submetidos à aprovação da Assembleia Geral Ordinária realizada em 12 de maio de 2017. Essa Assembleia Geral, por sua vez, aprovou os estatutários restritivos (*covenants*) de Investimentos de Capital/LAJIDA limitados a 90%.

Pagamento de Dividendos inferior ao Mínimo Obrigatório

A Assembleia Geral Ordinária Anual da CEMIG, realizada em 29 de abril de 2016, aprovou o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2015 no valor total de R$ 634 milhões, valor inferior ao mínimo estatutário.

Revisão do Sistema de Compliance e de Governança Corporativa

A CEMIG realizou diversas iniciativas para reforçar o seu sistema de compliance e de governança corporativa, incluindo a revisão de seu código de ética à luz da Lei Anticorrupção Brasileira (Lei nº 12.846/2013), da Lei das Estatais (Lei nº 13.303/2016), e a criação de uma Superintendência de Compliance, além de fornecer treinamento anticorrupção e fraude a todos os seus funcionários e aprovando um programa de conformidade 2016/2018.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia elétrica, mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização de segurança.

Em 2016, investimos R$ 23,49 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos R$ 47,6 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, ou FNDCT, um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R$ 23,8 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, a companhia federal de planejamento energético.

Em 2015, investimos R$ 30 milhões em pesquisa e desenvolvimento e transferimos R$ 47,19 milhões para o FNDCT, e R$ 23,6 milhões para a EPE.

Em 2014, investimos R$ 60,7 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos R$ 47,6 milhões para o FNDCT e R$ 23,8 milhões para a EPE.

Tendências

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no "Item 4: Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico Brasileiro". Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, sejam no tocante as nossas receitas se a alteração for

relativa a preços, ou no tocante as nossas despesas operacionais se a alteração for relativa a custos incorridos para prestar serviços a clientes.

Com relação à confiabilidade de suprimento de energia, a capacidade estrutural do sistema é adequada para o atendimento às necessidades do consumo de energia do mercado, e a expansão da capacidade de geração e transmissão de energia já em desenvolvimento será capaz de atender a demanda esperada do consumo de energia do mercado. As taxas de crescimento do consumo de energia no Brasil nos últimos anos foram de 2.42% (2013-2014), -2.1% (2014-2015) e -0.9% (2015-2016), redução devido à recessão econômica e altas tarifas de energia. O governo brasileiro tem tido sucesso nos leilões de "energia nova" a partir de 2005, que viabilizaram a construção de novos empreendimentos, tais como as usinas hidrelétricas de Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.750 MW) no rio Madeira, Belo Monte (11.233 MW) no rio Xingu, e Teles Pires (1.820 MW) no rio Teles Pires, de acordo com as necessidades de compra de energia das empresas distribuidoras.

Compromissos Contratuais

Em 2016, houve uma simplificação empresarial em relação ao investimento indireto da CEMIG na Light, como a rescisão da FIP Redentor, a incorporação da Redentor Energia S.A. pela Rio Minas Energia Participações S.A., ou RME, a dissolução total da Parati, através da qual a CEMIG, o Banco Santander (Brasil) S.A., a BV Financeira S.A., o BB - Banco de Investimento S.A. e o Banco BTG Pactual S.A. passaram a ser acionistas diretos da RME e da Luce Empreendimentos e Participações S.A., ou Lepsa, portadores dos mesmos direitos, obrigações e participações detidas pela Parati. A CEMIG também adquiriu as participações acionárias do Banco BTG Pactual S.A. da RME e da Lepsa em 2016. Foram celebrados instrumentos para formalizar as devidas alterações nos direitos e obrigações referentes à Opção de Venda outorgada pela CEMIG aos Acionistas Diretos sobre as ações da Parati, para que tais direitos e obrigações recaiam sobre as ações de emissão da RME e da Lepsa, uma vez que essas sociedades recebem todo o acervo cindido decorrente da cisão total de sua controladora e única acionista, a Parati. A prorrogação da opção foi adiada para 2017. O preço de exercício da opção é calculado através da soma do valor dos aportes do Fundo na Parati, acrescidos das despesas de custeio do Fundo e deduzindo-se os juros sobre capital próprio e dividendos distribuídos pela Parati (RME eLepsa). Sobre o preço de exercício haverá atualização pelo CDI acrescido de remuneração financeira de 0,9% ao ano.

Foram assinados, entre a CEMIG GT e as entidades de previdência complementar que participam de investimentos da SAAG, Contratos de Opção de Venda que poderão ser exercidos pelos fundos em julho de 2021. O preço de exercício das Opções de Venda será correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar, atualizado pro rata temporis, pela do IPCA, divulgado pelo IBGE, acrescido de juros de 7% ao ano, deduzidos os dividendos e juros sobre capital já pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar. Para maiores detalhes, ver Nota 15 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Obrigações Contratuais

A CEMIG e suas subsidiárias possuem obrigações contratuais e compromissos que incluem, principalmente, a amortização de empréstimos e financiamentos, compra de energia elétrica de Itaipu, compra de energia em leilão, Cotas de Garantias Físicas, dentre outros, conforme demonstrado na tabela a seguir:

	2017	2018	2019	2020	2021	2022 em diante	Total
	(em milhões de R$)						
Empréstimos e Financiamentos	4.837	3.880	1.828	1.794	1.586	1.254	15.179
Compra de Energia Elétrica de Itaipu	1.266	1.426	1.578	1.754	1.829	98.574	106.427
Compra de Energia – Leilão	3.010	3.084	3.478	3.667	4.295	101.896	119.430
Compra de Energia – Contratos Bilaterais	298	314	328	346	361	1.347	2.994
Cotas para Usinas Angra 1 e Angra 2	239	251	259	277	284	11.377	12.687
Cotas de Garantias Físicas	580	612	640	671	700	28.052	31.255
Transporte de Energia Elétrica de Itaipu	162	232	238	243	226	8.129	9.230
Outros contratos de compra de energia	3.736	3.411	2.776	2.887	3.201	30.267	46.278
Compra de gás para revenda	1.006	1.198	1.470	1.817	2.098	-	7.589
Concessão Onerosa	3	3	2	2	2	10	22
Dívida com Plano de Pensão – Forluz	86	91	97	103	109	301	787
Arrendamentos Operacionais	96	91	91	91	91	93	553
Total	15.319	14.593	12.785	13.652	14.782	281.300	352.431

Não possuímos quaisquer acordos não refletidos no balanço.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

A CEMIG Holding é administrada por nosso Conselho de Administração, que possui 15 membros, cada qual com o respectivo suplente, e por nossa Diretoria, que é composta por 11 Diretores. Por ser nosso acionista majoritário, o Governo do Estado de Minas Gerais tem o direito de eleger a maior parte dos membros de nosso Conselho de Administração. Todos os detentores de ações ordinárias da CEMIG têm direito de voto na eleição de membros de nosso Conselho de Administração. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, qualquer acionista detentor de no mínimo 5% das ações ordinárias em circulação da CEMIG Holding poderá requerer a adoção de procedimento de voto múltiplo, que confere a cada ação um número de votos igual ao número de membros a serem eleitos para o nosso Conselho de Administração, sendo reconhecido ao acionista o direito de acumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, os detentores de ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social da CEMIG Holding, bem como detentores de ações preferenciais representativas de no mínimo 10% de nosso capital social (que não nosso acionista controlador) terão o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente em votação em separado. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais se enquadre nos limites mínimos mencionados acima, os acionistas que representarem no total no mínimo 10% de nosso capital social poderão combinar suas participações para eleger um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente.

A CEMIG Holding e suas subsidiárias integrais CEMIG GT e CEMIG D, têm o mesmo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, exceto por, em relação às Diretorias das subsidiárias integrais, somente a CEMIG D possui Diretoria de Distribuição e Comercialização e somente a CEMIG GT possui Diretoria de Geração e Transmissão.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração da CEMIG Holding se reúne, normalmente, uma vez por mês e, extraordinariamente, quando convocado por seu Presidente, Vice-Presidente, um terço de seus membros ou nossa Diretoria. Suas responsabilidades incluem, entre outros, a fixação da estratégia corporativa, orientação geral dos negócios da CEMIG, aprovação de diversas operações relevantes, e a eleição, destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Todos os membros do Conselho de Administração, permanentes ou suplentes, são eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas. O membro suplente substitui o respectivo membro permanente sempre que houver ausência temporária do membro permanente, ou que o cargo de membro esteja vago, caso em que o substituto permanece no cargo até a nomeação de um membro permanente para preencher a vaga. Nenhum membro de nosso Conselho de Administração, permanente ou suplente, tem qualquer contrato de trabalho com a CEMIG, ou com qualquer subsidiária, que preveja qualquer benefício por ocasião de sua rescisão.

De acordo com o estatuto social da CEMIG Holding, os membros do Conselho de Administração são eleitos por um período concomitante de dois anos, podendo ser reeleitos. Nosso Conselho de Administração é formado por até 15 membros permanentes, e seus respectivos suplentes, dos quais oito foram eleitos pelo Governo do Estado de Minas Gerais, um pelo BNDES Participações S.A., ou BNDESPAR (a vaga de suplente está vaga), quatro pelo FIA Dinâmica e AGC Energia S.A, um pelo acionista José Pais Rangel e Geração Futuro L. Par FIA, e um pelos detentores de ações preferenciais. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração expira na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2018.

Os nomes, os cargos e as datas da primeira nomeação de nossos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
José Afonso Bicalho Beltrão da Silva (1)	Presidente	22 de janeiro de 2015
Geber Soares de Oliveira (1)	Suplente	12 de maio de 2017
Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga (1)	Conselheiro	12 de maio de 2017
Agostinho Faria Cardoso (1)	Suplente	12 de maio de 2017
Helvécio Miranda Magalhães (1)	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Wieland Silberschneider (1)	Suplente	22 de janeiro de 2015
Marco Antônio de Rezende Teixeira (1)	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Antonio Carlos de Andrada Tovar (1)	Suplente	12 de maio de 2017
Marco Antonio Soares da Cunha Castello Branco (1)	Conselheiro	22 de janeiro de 2015

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Ricardo Wagner Righi de Toledo (1)	Suplente	22 de janeiro de 2015
Nelson José Hubner Moreira (1)	Conselheiro	22 de janeiro de 2015
Otávio Silva Camargo (1)	Suplente	12 de maio de 2017
Antônio Dirceu Araújo Xavier (1)	Conselheiro	12 de maio de 2017
Luiz Guilherme Piva (1)	Suplente	22 de janeiro de 2015
Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz (1)	Conselheiro	10 de dezembro de 2009
Franklin Moreira Gonçalves (1)	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes (2)	Conselheiro	25 de outubro de 2016
Vago (2)	Suplente	-
Ricardo Coutinho de Sena (3)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Carolina Alvim Guedes Alcoforado (3)	Suplente	21 de dezembro de 2012
Paulo Roberto Reckziegel Guedes (3)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Marina Rosenthal Rocha (3)	Suplente	25 de outubro de 2016
Saulo Alves Pereira Junior (3)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Tarcísio Augusto Carneiro (3)	Suplente	4 de agosto de 2010
Bruno Magalhães Menicucci (3)	Conselheiro	12 de maio de 2017
Daniel Alves Ferreira (3)	Suplente	12 de maio de 2017
Marcelo Gasparino da Silva (4)	Conselheiro	2 de maio de 2016
Aloísio Macário Ferreira de Souza (4)	Suplente	2 de maio de 2016
José Pais Rangel (5)	Conselheiro	30 de abril de 2014
José João Abdalla Filho (5)	Suplente	30 de abril de 2014

(1) Eleito pelo Estado de Minas Gerais e FIA Dinâmica Energia.
(2) Eleito pelo BNDESPar.
(3) Eleito pelo FIA Dinâmica Energia e AGC Energia.
(4) Eleito pelos acionistas preferenciais.
(5) Eleito pelos acionistas minoritários.

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro efetivo do Conselho de Administração:

Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz – O Sr. Queiroz graduou-se em História pelo Centro Universitário de Belo Horizonte, ou UNIBH. Trabalha para o Grupo CEMIG desde 1988, primeiro na CEMIG, e posteriormente, na CEMIG D, onde ocupa atualmente o cargo de Técnico Administrativo. De 2006 a 2010, foi membro titular do Comitê Prosaúde da Forluminas Seguridade Social – Forluz, fundo de pensão de algumas empresas do Grupo CEMIG. Atualmente, é Diretor do Sindicato Intermunicipal dos Trabalhadores na Indústria Energética de Minas Gerais e dos Trabalhadores na Indústria de Gás Combustível do Estado de Minas Gerais (Sindieletro/MG). É um membro do nosso Comitê de Carreira e Remuneração e, desde 2009, é membro efetivo do Conselho de Administração da CEMIG D e CEMIG GT.

Nelson José Hubner Moreira – O Sr. Hubner Moreira formou-se em Engenharia pela Universidade Federal Fluminense com especialização em Matemática pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília. Foi ministro interino de Minas e Energia, entre maio de 2007 a janeiro de 2008, e Diretor Geral da ANEEL, de 2009 a 2013.

Antônio Dirceu Araujo Xavier – Trabalhou na CEMIG de 1972 a 2001, foi assistente da Diretoria Executiva para litígios e foi, em seguida, chefe da Procuradoria da Eletrobras e conselheiro do Diretor-Presidente da Companhia Mineradora de Minas Gerais (COMIG). Desde 2001 atua como especialista em Direito da Energia Elétrica. É formado em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais, com cursos de extensão na Universidade de Harvard, nos EUA, e pela Faculdade Internacional de Ensino de Direito Comparado em Estrasburgo, França.

Bruno Magalhães Menicucci – Desde 2008 atua como Engenheiro Assistente da Empresa Holding de Concessionárias de Serviços Públicos, com controle acionário da Andrade Gutierrez Participações. Graduado em Engenharia de Produção em 2009, pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com pós-graduação em Consultoria Jurídica Empresarial pelo Praetorium – Instituto de Ensino, Pesquisa e Atividade de Extensão em Direito. Nasceu em 1986.

José Afonso Bicalho Beltrão da Silva – O Sr. Silva nasceu em 1948. Formado em Economia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Mestre em Economia Regional pelo CEDEPLAR/UFMG e PhD em Economia pela Universidade de Manchester, Inglaterra. Foi Diretor-Presidente do Banco de Crédito Real de Minas Gerais (Credireal) de 1994 a 1997 e do Banco do Estado de Minas Gerais (BEMGE) de 1994 a 1998. De janeiro de 2006 a julho de 2012, exerceu o cargo de Secretário de Finanças da Prefeitura de Belo Horizonte. De março de 2009 a julho de 2014 foi presidente da PBH Ativos

S.A. De abril de 2013 a dezembro de 2014 ocupou o cargo de Assessor do Ministério do Desenvolvimento Industrial e Comércio Exterior. Foi também Assessor do BDNES de abril de 2013 a dezembro de 2014. Atualmente, ocupa a posição de Secretário de Estado da Fazenda de Minas Gerais.

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga – Nasceu em 23 de dezembro de 1951. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 1978. Atuou como empregado da CEMIG de 1980 a 2006 e como Diretor da CEMIG de 2007 a 2010. Foi Diretor de Energia da Usiminas entre maio de 2011 a novembro de 2012. Desde agosto de 2013 atua como Sócio Diretor da Ponta Energia Consultores Associados Ltda.

Marcelo Gasparino da Silva – Nasceu em 1971. É advogado especialista em Administração Tributária Empresarial pela ESAG e possui MBA em Controladoria, Auditoria e Finanças. Em 2007, iniciou carreira executiva como Diretor Jurídico Institucional da CELESC. É Coordenador do Capítulo Santa Catarina, Conselheiro de Administração Certificado e compõe o Banco de Conselheiros do IBGC. É Presidente do Conselho de Administração da USIMINAS, e membro do Conselho de Administração da BRADESPAR e ETERNIT. Foi Conselheiro de Administração da: Eletrobras, Celesc, AES Eletropaulo, Tecnisa e SC Gás e foi membro do Conselho Fiscal da BRADESPAR, AES Eletropaulo, AES Tietê e da RENUKA do Brasil. É Coordenador do Comitê Jurídico e Compliance da ETERNIT. É porta-voz do Grupo de Governança Corporativa (GGC).

Marco Antônio de Rezende Teixeira – Nasceu em 1956. É advogado da Companhia Brasileira de Trens Urbanos desde 1983. Foi Procurador Geral do Município de Belo Horizonte de 1997 a 2012. É Sócio Gerente da Rezende Teixeira Sociedade de Advogados desde 2012. É formado em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

Marco Antônio Soares da Cunha Castello Branco – Foi Diretor-Presidente das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais de 2008 a 2010. Desde então atua como Membro do Conselho de Administração da HYDAC Tecnologia do Brasil Ltda., e desde 2011 da Diferencial Energia Participações S.A. Formado em Engenharia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

José Pais Rangel – Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; Membro do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, ou CEG; Membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.; Membro do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A.; Gestor de Fundos de Investimento, credenciado pela CVM. Membro do Conselho de Administração da CEMIG Holding, da CEMIG D e da CEMIG GT.

Ricardo Coutinho de Sena – Formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais e realizou a pós-graduação em Administração Financeira pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. Atuou na construtora M. Roscoe de 1972 a 1981, depois ingressou no Grupo Andrade Gutierrez, como Chefe do Departamento de Orçamentos, e no início de 1993, passou a atuar como Superintendente na Unidade de Novos Negócios. Desde 2000, atua como Diretor-Presidente e membro de Conselho de Administração da Andrade Gutierrez. Ele representa a Andrade Gutierrez Concessões S.A. no Conselho de Administração de várias subsidiárias do grupo. Desde 2010, é membro efetivo do Conselho de Administração da CEMIG Holding, da CEMIG D e da CEMIG GT.

Paulo Roberto Reckziegel Guedes – Formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e possui um MBA Executivo pela Fundação Dom Cabral. Ingressou no Grupo Andrade Gutierrez em 1993, atuou como Engenheiro Auxiliar, Engenheiro Supervisor, Superintendente Operacional e Gerente de Projetos. Desde 2000, é Diretor de diversas Holdings com concessões em obras e serviços públicos e representa a Andrade Gutierrez Concessões nos Conselhos de Administração de diversas subsidiárias do Grupo. Desde 2010, é membro efetivo do Conselho de Administração da CEMIG Holding, da CEMIG D e da CEMIG GT. É membro, também, do Conselho de Administração da Light e da Light Serviços de Eletricidade S.A.

Saulo Alves Pereira Junior – Formado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG) e com pós-graduação em Planejamento Orçamentário de Obras e Serviços pelo Instituto de Educação Continuada da PUC-MG e em Gestão Administrativa pela Universidade Federal da Bahia. Concluiu, também, o MBA Empresarial na Fundação Dom Cabral. Iniciou sua carreira em 1993 como estagiário no Centro de Operações da CEMIG. Em 1995, ingressou na Construtel Projetos e Construções Ltda. como engenheiro de planejamento e coordenação de orçamento, e em 1998 assumiu o cargo de Gerente Geral da Unidade de Negócios na Bahia. Em 2000, ingressou no Grupo Andrade Gutierrez, e desde 2004, atua como Diretor Comercial da Construtora Andrade Gutierrez S.A., e desde 2007, trabalha na Andrade Gutierrez Concessões, participando ativamente do processo de consolidação do grupo no setor elétrico. Desde 2010, é membro do Conselho de Administração da CEMIG Holding, da CEMIG D e da CEMIG GT.

Helvécio Miranda Magalhães – Nascido em 1963, foi Secretário Municipal de Saúde da Prefeitura de Belo Horizonte de 2003 a 2008, Secretário Municipal de Orçamento, Planejamento e Informação da Prefeitura de Belo Horizonte de 2009 a 2010; e Secretário da Saúde do Ministério da Saúde de 2011 a 2014. É formado em Medicina pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com especialização em Epidemiologia pela mesma universidade, tendo concluído o doutorado em Saúde Coletiva pela UNICAMP.

Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes – Nascida em 1965, é formada em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Mestre em Finanças e Marketing pela Universidade de São Paulo (USP) em 1996. Obteve as certificações. Series 7 e 63 do *U.S. National Association of Securities Dealers* (NASD) em 1996 e operou no mercado de capitais americano sob estas licenças até 2001. É Agente Autônoma de Investimentos registrada na CVM desde 2008. Atuou no CITIGROUP, entre setembro de 1988 a setembro de 2001, onde participou dos processos de privatização com o uso de moedas de privatização para conversão de dívidas. Organizou e gerenciou o departamento responsável pela elaboração de estudos industriais e análise de riscos envolvendo endividamento e capital para empresas de capital aberto no Brasil, Chile e Argentina. Foi transferida para Nova Iorque em 1995 onde atuou na distribuição de operações estruturadas para o mercado de capitais, tais como: Estruturação do 1º FIDC com carteiras de CDC, crédito pessoal e cartões de crédito combinados, no montante de R$ 1 bilhão para o Unibanco; Estruturação do financiamento de US$ 200 milhões para a construção de uma termoelétrica no cone sul para a Maire Engineering, empreiteira multinacional, com recursos do BNDES, Eximbank e Hermes; Estruturação da compra da CEEE distribuidora de energia, na região sudeste, por investidores estrangeiros, no valor de US$ 75 milhões, incluindo o financiamento alavancado (LBO); Estruturação da captação de R$ 40 milhões para a Canguru Embalagens através de uma securitização com lastro em recebíveis futuros, sem contrato de fornecimento, o FIDC Canguru, com rating pela S&P; Estruturação e distribuição do 1º FIDC da Negresco CFI, no valor de R$ 60 milhões com rating brAAAf da S&P; Estruturação de Acordos de Compartilhamento de Risco (*Risk Participation Agreements*) para a Volvo (México) e Bematech (Brasil); Estruturação e distribuição da 1ª captação do Banco Volvo através de um CDB subordinado de R$ 60 milhões, com prazo de 10 anos e pagamento de principal no vencimento. Atuou no BANCO BRACCE, entre março de 2011 e setembro de 2012, como Diretora Vice-Presidente, onde contratou, formou e treinou a equipe de relacionamento; definiu e executou estratégias para divulgação e consolidação da marca do Banco e implementou os pilares da cultura organizacional (missão, visão e valores) e códigos de conduta para todo o corpo de funcionários. Atuou em parceria com os sócios controladores do Banco no processo de captação de recursos junto a investidores locais e internacionais de alta renda. Os esforços de captação resultaram na entrada de investidores do Cone Sul, Europa e da região do Vale do Silício na Califórnia que adquiriram participação significativa na Holding controladora do Banco. Em 18 meses, formou uma carteira de 553 nomes, entre potenciais clientes emissores, e 215 investidores, com um fluxo de negócios potenciais em 47 operações no valor aproximado de R$ 2 bilhões. Sócia-Diretora da Estatice Holdings, desde outubro de 2012, onde atua na estruturação de captação de recursos para clientes corporativos via FIDCs, FII, CRA, CRI e outros valores mobiliários. Atua em projetos de consultoria para o Banco Mundial na estruturação de um modelo de captação de recursos para um Projeto de Eficiência energética em parceria com as prefeituras do Rio de Janeiro e Belo Horizonte.

Procedimentos criminais envolvendo membros do nosso Conselho de Administração

No dia 20 de outubro de 2015, o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva, presidente do Conselho de Administração da CEMIG Holding foi condenado pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região por gestão temerária relacionada com a concessão de empréstimos irregulares quando era Diretor-Presidente do Banco do Estado de Minas Gerais, entre os anos de 1995 e 1998. Em decorrência dessa condenação, ele foi inabilitado para cargos de gestão ou executivos em instituições financeiras no Brasil por um período de oito anos. Imediatamente após esse evento, o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva recorreu ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, por considerar que o juiz em questão não teria a competência necessária para o caso, uma vez que o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva é atualmente Secretário da Fazenda do Estado de Minas Gerais, por este motivo, o caso deveria ser ouvido e julgado pelo tribunal de apelação do estado de Minas Gerais, e não pela Justiça Federal. O recurso está pendente atualmente. O Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva também é réu em uma Ação Civil Pública envolvendo improbidade administrativa.

Em 23 de setembro de 2016, o Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira, Secretário da Casa Civil de Minas Gerais e membro do Conselho de Administração da CEMIG Holding, foi submetido a mandados de busca e apreensão e condução coercitiva por parte da Polícia Federal, relacionados com a Operação Acrônimo. A Operação Acrônimo teve início no dia 7 de outubro de 2014 quando uma aeronave privada aterrissou em Brasília com três passageiros (Benedito Rodrigues de Oliveira Neto, Marcier Trombiere Moreira e Pedro Medeiros) e as autoridades encontraram um valor não declarado de R$ 116.000,00 em dinheiro pertencente ao proprietário da aeronave, Benedito Rodrigues de Oliveira Neto. As empresas de propriedade de Benedito Rodrigues de Oliveira Neto haviam prestado serviços a certos partidos políticos durante as eleições presidenciais de 2014 e, portanto, a Polícia Federal deu início às investigações sobre um esquema de lavagem de dinheiro envolvendo

recursos de campanhas políticas por parte de empresas brasileiras, incluindo aquelas que receberam empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES. As razões para os mandados de busca e apreensão ainda não estão esclarecidas, pois o inquérito policial da investigação corre em sigilo pelo Superior Tribunal de Justiça, ou STJ. A Polícia Federal, em relatório datado de 13 de março de 2017, concluiu em favor da acusação do Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira por questões decorrentes de sua atuação como coordenador e tesoureiro da campanha eleitoral do Governador Fernando Pimentel em 2014. A conclusão a que a Polícia Federal chegou é um andamento decorrente da investigação e do relatório já apresentados à Procuradoria Geral da República há mais de doze meses, sem qualquer análise ou conclusão. Assim, nenhuma acusação foi feita, nem houve qualquer consideração pelo judiciário sobre a questão de como proceder com qualquer ação penal. A Operação Acrônimo ainda está em andamento e até a presente data deste Relatório Anual não foram emitidos mandados de prisão contra o Sr. Teixeira. O Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira também é réu em um processo penal envolvendo uma violação da Lei de Licitações (Lei nº 8.666/93). Esse pedido foi indeferido em 20 de abril de 2017. No entanto, ainda está sujeito a recurso.

Diretoria Executiva

A Diretoria da CEMIG Holding é composta por 11 Diretores, e é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e pela administração cotidiana. Os membros de nossa Diretoria Executiva, os Diretores, têm responsabilidades individuais estabelecidas no Estatuto Social e ocupam seus cargos por um período (mandato) de três anos, podendo ser reeleitos. O mandato dos atuais Diretores expira na primeira Reunião do Conselho de Administração, após a Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2018. Os Diretores são eleitos pelo Conselho de Administração. As reuniões ordinárias são realizadas pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor-Presidente, ou Presidente, ou por dois Diretores que não o Presidente.

Os Diretores exercem suas funções em período integral, em dedicação exclusiva à CEMIG Holding. Eles podem exercer simultaneamente funções não remuneradas na gestão de nossas subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas, a critério do Conselho de Administração. No entanto, estão obrigados a ocupar e exercer os cargos correspondentes nas subsidiárias integrais CEMIG D e CEMIG GT.

A Diretoria Executiva é responsável pela gestão diária dos negócios da CEMIG Holding, sujeita à obrigação de obedecer ao Plano Estratégico de Longo Prazo, ao Plano Plurianual de Implementação Estratégica e ao Orçamento Anual.

Algumas decisões, conforme descritas na Seção 4, Cláusula 21, do Estatuto Social, requerem a aprovação da Diretoria Executiva.

Em caso de ausência, licença, renúncia ou vacância do cargo de Diretor-Presidente, o diretor vice-presidente deverá exercer as atribuições do Diretor-Presidente, por qualquer que seja a duração da ausência ou da licença e, em caso de vacância, impedimento ou renúncia, até o cargo ser preenchido pelo Conselho de Administração. Ocorrendo ausência, licença, renúncia ou vacância de qualquer um dos demais membros da Diretoria Executiva, poderá ela, mediante a aprovação da maioria de seus membros, atribuir a outro Diretor o exercício das respectivas funções, pelo período que durar a ausência ou licença, e, nos casos de vacância, impedimento ou renúncia, até que o cargo seja preenchido pelo Conselho de Administração. O Diretor-Presidente, ou um membro da Diretoria Executiva eleito da maneira descrita acima, deverá ocupar o cargo pelo período restante do mandato do diretor substituído.

Os nomes, cargos e datas da primeira nomeação de nossos Diretores são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga.....	Diretor-Presidente e Diretor Vice-Presidente (simultaneamente)	22 de dezembro de 2016
Adézio de Almeida Lima	Diretor de Finanças e Relações com Investidores	21 de fevereiro de 2017
Franklin Moreira Gonçalves	Diretor de Geração e Transmissão	22 de janeiro de 2015
César Vaz de Melo Fernandes	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	9 de outubro de 2015
José de Araújo Lins Neto	Diretor de Gestão Empresarial	20 de fevereiro de 2017
Maura Galuppo Botelho Martins	Diretora de Relações e Recursos Humanos	20 de fevereiro de 2017

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Dimas Costa.....	Diretor Comercial	1 de setembro de 2016
Raul Lycurgo Leite.....	Diretor Jurídico	22 de janeiro de 2015
Luís Fernando Paroli Santos.....	Diretor de Relações Institucionais e Comunicação e Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia (simultaneamente)	3 de março de 2016

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga – Nasceu em 23 de dezembro de 1951. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 1978. Atuou como funcionário da CEMIG de 1980 a 2006 e como Diretor da CEMIG de 2007 a 2010. Foi Diretor de Energia da Usiminas de maio de 2011 a novembro de 2012. Desde agosto de 2013 atua como Sócio Diretor da Ponta Energia Consultores Associados Ltda.

Adézio de Almeida Lima – É formado em Economia pela Universidade Federal de Viçosa e pós-graduado em Administração Financeira pela Fundação Dom Cabral de Belo Horizonte, Minas Gerais. Atuou em cargos de administração de diversas empresas, entre as quais a Perdigão S.A., o Grupo CPFL, a Belgo Mineira, BB DTVM, Seguradora Aliança do Brasil S.A., Banco Nossa Caixa e La Fonte Participações S.A. Entre os anos de 1977 e 2009 foi Superintendente, Diretor Comercial e Vice-Presidente de Crédito, Controladoria e Risco Global do Banco do Brasil. Atualmente, exerce o cargo de membro nos Conselhos de Administração da Fras-Le S.A. e do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais S.A. (BDMG), sendo Coordenador do Comitê de Auditoria do BDMG.

Franklin Moreira Gonçalves – Nascido em 1970 e afiliado à CUT, de 2003 a 2009, foi Secretário de Energia da Federação Nacional de Trabalhadores Urbanos (FNU) e foi Presidente da FNU-CUT e Diretor do Sindieletro/MG de 1993 a 2014. Na CEMIG Holding, foi Diretor Técnico de Supervisão e Controle de Operações de Sistemas na unidade Diretoria de Geração e Transmissão e da Engenharia de Operações de Distribuição, na unidade de Superintendência de Distribuição. É, também, membro do Conselho de Administração da CEMIG Holding, CEMIG D e CEMIG GT, do Conselho de Administração da Transmissora Brasileira de Energia, ou TBE, do Conselho do Plano Brasil Maior (conselho de âmbito federal para energias renováveis), do Conselho Estadual de Energia de Minas Gerais e do Conselho Estadual de Ciência e Tecnologia. Formado em Análise de Sistemas pelo Newton Paiva Unicentro de Belo Horizonte em 1996. Completou seu MBA em Liderança e Gestão de Empresas Estaduais através da FranklinCovey Business School/Fundação Coge, Rio de Janeiro, em 2013.

Cesar Vaz de Melo Fernandes – Foi Superintendente de Distribuição da CEMIG Holding na Região do Triângulo Mineiro de 1995 a 1998. Foi Superintendente de Engenharia da Distribuição da CEMIG Holding, de 1998 a 2000, e Superintendente de Operações e Manutenção da Distribuição, de 2000 a 2002. Atuou na CEMIG Holding como Superintendente de Distribuição da Região Metropolitana de Belo Horizonte, de 2003 a 2005. Após esse período, tornou-se Coordenador Executivo dos Projetos Hidrelétricos da CEMIG Holding na Amazônia e ocupou esse cargo até 2009. Acumulou o cargo de Diretor de Construção de Furnas, de 2005 a 2007. Foi Superintendente de Planejamento e Operação da CEMIG GT, de 2009 a 2010 e foi nomeado Superintendente de Desenvolvimento de Negócios da CEMIG Holding em 2015. É formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, ou UFMG, com MBA em Finanças e Gestão de Negócios pelo IBMEC.

José de Araújo Lins Neto – É formado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica (PUC/MG). Ingressou na CEMIG em 1982, atuando nos seguintes cargos: Economista Supervisor, Chefe de Divisão Adjunto, Gerente de Divisão e Gerente do Departamento de Planejamento e Aquisição de Materiais (até 2003); Assistente da Superintendência de Recursos Humanos (2003 a 2008); e Assessor da Superintendência de Logística e Infraestrutura Administrativa (2008 a 2014). Atualmente, atua como Diretor de Gestão Corporativa da CEMIG Holding.

Maura Galuppo Botelho Martins – Nasceu em 1961. É formada em Administração de Empresas pela UNA e em Matemática pela FAFI de Belo Horizonte, seus estudos de pós-graduação incluem: o programa de Liderança Internacional da Fundação Dom Cabral/Insead; Gestão Estratégica na Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG); Mercados Financeiros no Euromoney Institute, em Nova Iorque; e MBA em Finanças pelo IBMEC. Na CEMIG, atuou de 1984 a 1998 como Analista Financeiro, de 1998 a 2003 como Analista de Planejamento Econômico-Financeiro e como Gerente do Departamento de Tarifas de 2003 a 2009. Entre 2009 e 2011 foi Superintendente de Gestão da Distribuição na CEMIG. De 2011 a 2016 exerceu o cargo de Superintendente de Regulação Econômico-Financeira. Desde agosto de 2016 ocupa o cargo de Diretora de Seguridade e Gestão da Forluminas.

Dimas Costa – Formou-se em Engenharia Elétrica pela PUC Minas em 1978. Entre os anos de 1978 e 1980 ocupou o cargo de Engenheiro no Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais; onde foi Chefe de Divisão de 1980 a 1985. Na CEMIG Holding, entre 1985 e 1987 foi Engenheiro na Diretoria de Distribuição; entre 1987 e 1995 atuou como Assistente de Departamento da Superintendência de Planejamento e Desenvolvimento Energético; entre 1995 a 1998 como Gerente do Departamento de Desenvolvimento Energético; entre 1998 a 2007 atuou como Gerente Comercial com Clientes Corporativos; de 2007 a 2010 atuou como Superintendente da Superintendência Comercial de Clientes; entre 2011 e 2013 foi Superintendente da Superintendência Comercial de Clientes Incentivados. Desde 2013 atua como Sócio Diretor da Ponta Energia Consultores Associados Ltda.

Raul Lycurgo Leite – Atua como Procurador Federal da Procuradoria Geral e da Advocacia Geral da União desde 2002. Desde 2011 atua como consultor jurídico do Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Atua, ainda, na Procuradoria-Geral da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT). Fez parte da "força-tarefa" formada pela PGF/AGU para organizar a 2ª Etapa (Fase II) e 3ª Etapa (Fase I) do Programa Federal de Concessão de Rodovias, para o combate do transporte-pirata nas linhas de ônibus interestaduais e internacionais, para viabilizar o Programa Pro-Pass Brasil que visa licitar 98% das linhas de transporte rodoviário interestadual de passageiros e para viabilizar a licitação do Trem de Alta Velocidade. É membro do Conselho Fiscal da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), da Agência Brasileira de Promoção da Exportação e Investimentos (Apex Brasil) e da Finame e membro suplente do Conselho Fiscal do BNDES. É formado em Direito pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília (CEUB), com pós-graduação em Direito e Política Tributária, e em Direito Econômico e das Empresas pela Fundação Getúlio Vargas e mestrado em Direito Internacional pela American University – Washington College of Law, em Washington (EUA).

Luís Fernando Paroli Santos – O Sr. Paroli Santos atuou como Diretor de Administração de Furnas Centrais Elétricas S.A., de 2008 a janeiro de 2016. Desde janeiro de 2016 ele tem sido Assessor da Presidência da CEMIG com atribuições na área de Comunicação Empresarial. Foi Vice-Presidente da Fundação COGE, de 2011 a 2014. De novembro de 2014 a dezembro de 2015, foi Presidente da Fundação e Presidente do Conselho Geral da CEMIG Holding. Atuou como membro do Conselho de Administração das seguintes empresas: de 12 de maio de 2010 a 11 de abril de 2012 na Retiro Baixo Energética S.A.; de 30 de abril de 2010 a 29 de março de 2012 na Companhia Transleste de Transmissão; de 26 de abril de 2011 a 29 de março de 2012, na Companhia Transirapé de Transmissão, Companhia Transmissível de Transmissão, Companhia de Transmissão Centroeste de Minas e Companhia de Transmissão Furnas-Pimenta II. Desde 2004, é sócio proprietário da Fazenda Capoeira Grande, no Município de Elói Mendes em Minas Gerais, atuando na sua administração financeira e gestão de recursos.

Remuneração dos Membros do Conselho de Administração e dos Diretores

A remuneração total dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e do Conselho Fiscal, incluindo os benefícios de qualquer natureza, é estabelecida pela Assembleia Geral de Acionistas, de acordo com a legislação vigente.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016, a remuneração total paga aos conselheiros e diretores da CEMIG Holding e aos conselheiros e diretores da CEMIG D e CEMIG GT, incluindo seguro de saúde, licença remunerada, bônus, pós-emprego e demais benefícios, totalizou aproximadamente R$ 16.273 milhões.

A tabela a seguir mostra a remuneração paga aos nossos Conselheiros, Diretores, membros do Conselho Fiscal e Comitê de Apoio em 2016:

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal
	(em milhões de R$)		
Número de membros (1)	28	11	10
Remuneração total	4.567	10.515	1.191

(1) A quantidade de membros corresponde à média mensal de membros dividida por 12 meses. O Conselho Fiscal inclui os membros suplentes conforme deliberação tomada nas Assembleias Gerais Ordinárias e Extraordinárias de Acionistas de 2011. O número de membros acima mencionado está em conformidade com as Assembleias Gerais Ordinárias e Extraordinárias de Acionistas de 2016 e inclui membros suplentes.

Não existe qualquer contrato entre a CEMIG Holding e suas subsidiárias integrais, subsidiárias ou afiliadas e qualquer conselheiro ou diretor da CEMIG Holding que conceda qualquer tipo de benefício pós-emprego, exceto o plano de aposentadoria da Forluz e do plano de saúde CEMIG Saúde, aplicável aos diretores, contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentos da Forluz, sendo também aplicável a outros funcionários nos mesmos termos.

Conselho Fiscal

De acordo com o Estatuto Social da CEMIG Holding, o Conselho Fiscal deve ser permanente. Estabelece reuniões mensais ordinárias e reuniões extraordinárias sempre que necessário. É composto de três a cinco membros e seus respectivos suplentes, eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária, para mandato de um exercício social, podendo ser reeleitos. Os detentores das ações preferenciais, juntos, têm o direito de eleger um dos membros e o seu respectivo suplente. Um membro e respectivo suplente são eleitos pelos acionistas minoritários detentores das ações ordinárias que representem, isoladamente ou em conjunto, no mínimo 10% do capital social. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é revisar nossas demonstrações financeiras e relatá-las aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é responsável por elaborar pareceres sobre quaisquer propostas da administração a serem apresentadas na Assembleia Geral de Acionistas relacionadas a: (i) alterações no capital social; (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição; (iii) planos de investimento e orçamentos; (iv) distribuições de dividendos; (v) mudanças em nossa estrutura corporativa; ou (vi) reorganizações acionárias, tais como incorporações, fusões e cisões.

O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram na Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas a ser realizada em 2018, para aprovação das demonstrações financeiras do exercício fiscal de 2017, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Arthur Maia Amaral (1)	Membro	12 de maio de 2017
Marco Antônio Badaró Bianchini (1)	Suplente	12 de maio de 2017
Edson Moura Soares (1)	Membro	30 de abril de 2015
Marcos Túlio de Melo (1)	Suplente	2 de maio de 2016
Camila Nunes da Cunha Pereira Paulino (1)	Membro	2 de maio de 2016
Flávia Cristina Mendonça Faria Da Pieve (1)	Suplente	12 de maio de 2017
Newton Brandão Ferraz Ramos (2)	Membro	2 de maio de 2016
Rodrigo de Mesquita Pereira (2)	Suplente	2 de maio de 2016
Manuel Jeremias Leite Caldas (3)	Membro	2 de maio de 2016
Ronaldo Dias (3)	Suplente	2 de maio de 2016

(1) Nomeado pelo Estado de Minas Gerais (como acionista controlador).
(2) Nomeado pelos detentores de ações minoritárias com direito a voto
(3) Eleito pelos detentores de ações preferenciais.

A seguir, uma breve informação biográfica de cada membro de nosso Conselho Fiscal:

Arthur Maia Amaral – Graduado em Ciências Farmacêuticas pela Universidade do Rosário Vellano (Unifenas) e pós-graduado em Gestão de Micro e Pequenas Empresas pela Universidade Federal de Lavras (UFLA), em Minas Gerais. Atuou como Prefeito de Luminárias/MG em dois mandatos: 2009-2012 e 2013-2016. Foi eleito Secretário-Geral e Diretor do Conselho Regional de Farmácia do Estado de Minas Gerais, 2014-2015. Foi Presidente da Associação dos Municípios Mineradores de Minas Gerais (AMIG), em 2016.

Edson Moura Soares – Chefe da Secretaria de Estado do Governo do Estado de Minas Gerais. Foi Assessor Parlamentar na Câmara dos Deputados em Brasília, de junho de 2007 a dezembro de 2010. Foi Chefe de Gabinete na Câmara dos Deputados de Brasília, de janeiro de 2011 a dezembro de 2014.

Camila Nunes da Cunha Pereira Paulino – Graduada em Comunicação e Relações Públicas pelo Centro Universitário de Belo Horizonte e pós-graduada em Comunicação e Gestão Empresarial e de Projetos pelo IETEC. Atuou como consultora em gestão de mudanças na Companhia de Saneamento de Minas Gerais (Copasa), e na ESAB Soldagem e Corte, no Brasil e na Argentina. Atualmente é Assessora do Diretor-Presidente da Copanor (empresa de água do Norte e Nordeste de Minas Gerais).

Newton Brandão Ferraz Ramos – O Sr. Ramos é formado em Ciências Contábeis pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, tendo concluído os estudos de pós-graduação em Administração pela FUMEC/MG e o MBA em Finanças pela Fundação Dom Cabral. Entre 1993 e 1994 atuou como supervisor na Branaço produtos Siderúrgicos SA. Entre 1994 e 1995, atuou como Gerente de Setor pelo Carrefour Com. e Ind. Ltda. Atuou como Contador na ARG Ltda entre 1995 e 1996 e

como Perito Contábil entre 1996 e 1997. De 1997 a 1998 exerceu a função de Gerente Administrativo Financeiro da Visoconsult Engenharia Ltda. Desde 1998 atua como executivo da Andrade Gutierrez Concessões, exercendo o papel de membro dos Conselhos Fiscais da Companhia de Saneamento do Paraná (SANEPAR) e da Companhia de Concessões Rodoviárias (CCR).

Manuel Jeremias Leite Caldas – É Economista e Engenheiro Elétrico. É Assessor Financeiro do Alto Capital Gestora de Recursos. Foi Economista-Chefe do Banco Pebb S.A., e Analista Sênior do Banco Bozano Simonsen S.A. É Membro do Conselho de Administração da AES Eletropaulo. Atuou como membro do Conselho de Administração da Forjas Taurus e nos Conselhos de Auditoria da Oi e da Cesp.

Conselho de Consumidor

De acordo com a legislação brasileira, a CEMIG Holding criou um Conselho do Consumidor, composto por representantes de grupos de consumidores e organizações representativas de interesses coletivos, mas não membros do Conselho de Administração. O Conselho de Consumidor nos assessora em questões relativas a serviços e demais dúvidas de interesse dos clientes.

Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua com o Comitê de Auditoria para os fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas na Bolsa de Nova Iorque, emissores não norte-americanos podem optar em não ter um Comitê de Auditoria separado, formado por membros independentes, desde que possuam um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, as quais requeiram ou permitam, expressamente, que tal Conselho siga certas obrigações. Também segundo esta seção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os peritos financeiros de nosso Conselho Fiscal são os Srs. Newton Brandão Ferraz Ramos e Ronaldo Dias, um membro suplente do Conselho Fiscal.

Empregados

Encerremos o ano de 2016 com 7.119 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 230 estavam no nível gerencial e 192 contratados como mão de obra temporária. Encerramos o ano de 2015 com 7.860 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 230 estavam no nível gerencial, e 401 contratados como mão de obra temporária. Encerramos o ano de 2014 com 7.920 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 227 estavam no nível gerencial, e 139 contratados como mão de obra temporária. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de funcionários em 31 de dezembro de (1)		
	2016 (2)	2015	2014
Gerentes	230	230	227
Quadro de profissionais	1.323	1.424	1.350
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	5.566	6.206	6.343
Total	7.119	7.860	7.920

(1) Esses números refletem apenas os empregados da CEMIG GT, CEMIG D e CEMIG.
(2) Em 2016, 77 empregados foram admitidos, 31 reintegrados e 830 empregados deixaram a Companhia.

Sindicatos

Reuniões anuais são realizadas para negociação coletiva com os sindicatos que representam os empregados. Os Acordos Coletivos de Trabalho, ou ACTs, que resultaram das referidas reuniões contemplam reajustes salariais, benefícios, direitos e deveres que regem as relações de trabalho, e tais acordos entram em vigor pelo período subsequente de 12 meses, com início em 1º de novembro de cada ano.

As negociações do Acordo Coletivo de Trabalho para 2016-2017 entre a Companhia e Sindicatos foram finalizadas.

Durante as negociações de 2016-2017, a Companhia e os sindicatos concordaram com um reajuste de benefícios econômicos para assegurar a reposição de perdas devido à inflação do período, com um ajuste de 8,50% de acordo com os índices de inflação.

O Acordo assegura os seguintes benefícios: pagamento de horas extras diurnas e noturnas; gratificações; estabelecimento de teto para concessão de auxílio financeiro para formação em cursos técnicos ou de graduação; adiantamento da primeira parcela do 13º salário; benefícios assistenciais; liberação de dirigentes sindicais e estabilidade provisória; verba para concessão de alterações salariais de acordo com o Plano de Cargos e Remunerações, ou PCR.

No âmbito da saúde e segurança no trabalho, as seguintes regulamentações são garantidas: as Comissões Internas de Prevenção de Acidentes, ou CIPAS, inclusive com a participação dos sindicatos; o inventário médico de saúde; a fiscalização de empreiteiras quanto à segurança do trabalho e a notificação de acidentes graves ou fatais.

Durante as negociações de 2016, uma paralisação de um dia foi registrada, com uma participação mínima de funcionários. Em caso de greves, a CEMIG dispõe de um Comitê de Emergência Operacional, criado com o objetivo básico de estabelecer um Plano de Contingência para manutenção de nossos serviços essenciais.

Após negociações com os sindicatos, foi finalizada a assinatura do Acordo Coletivo de Trabalho com 17 entidades sindicais, compreendendo um reajuste salarial de 8,50%, regulamentação dos critérios para distribuição de verba para aumentos individuais de salário, concessão de tíquete extra e manutenção dos empregos e programas de desligamento voluntário, válido para o período entre 1º de novembro de 2016 a 31 de outubro de 2017.

Em caso de greves, a CEMIG dispõe de um Conselho Operacional de Contingência, com o objetivo de estabelecer um Plano de Contingência para a continuidade de seus serviços essenciais.

Compensação

A CEMIG remunera e beneficia seus empregados de forma competitiva, em consonância com as melhores práticas do mercado.

A estratégia de remuneração da CEMIG reflete um posicionamento compatível e competitivo com o mercado, com benefícios e programas para o bem-estar dos seus empregados. Desta forma, a CEMIG possui um Plano de Cargos e Remunerações, ou PCR, no qual os cargos estão descritos com base em sua natureza e complexidade, bem como nos requisitos de conhecimentos necessários para os desempenhos das funções. As remunerações são definidas considerando as avaliações de cargos, feitas de acordo com uma metodologia específica. Esse plano é orientado para atrair, desenvolver, reter e valorizar os melhores talentos profissionais da Companhia necessários à condução do negócio da CEMIG, preservando a cultura, o alinhamento aos objetivos empresariais, a competitividade e longevidade no mercado onde atua, sem perder de vista as particularidades de seu segmento de atuação e o compromisso dos empregados com o resultado do seu trabalho. Além disso, o PCR estabelece critérios para concessão de progressões horizontais e verticais, que contemplam, entre outros fatores, o desempenho do empregado.

O atual PCR foi apresentado em 2004 com o objetivo de nos fornecer instrumentos de compensação considerados necessários para manter uma estrutura de pagamentos justa e competitiva, definindo assim, critérios sólidos para as promoções. Com a alteração da Diretoria Executiva da CEMIG ocorrida em janeiro de 2015 e a reformulação do Planejamento Estratégico da Empresa, o projeto de revisão do PCR ocorrerá até o final de 2017. O objetivo é adaptá-lo à nova realidade dos negócios empresariais, ao planejamento estratégico da CEMIG e alinhado aos demais processos de RH.

A tabela a seguir apresenta a média mensal do salário-base e da remuneração, por categoria funcional da CEMIG Holding:

	Salário-base funcionários em 31 de dezembro de 2016	Salário-base funcionários em 31 de dezembro de 2016
Gerentes	R$ 18.572,29	R$ 30.180,63
Profissionais	R$ 9.328,15	R$ 11.986,61
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	R$ 4.713,73	R$ 7.545,24

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A CEMIG tem um programa de participação nos lucros e resultados para os empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. A distribuição dos lucros ocorre apenas se forem alcançadas, em conjunto, pelo menos 50% das metas corporativas, observando-se o peso relativo a cada um dos indicadores corporativos e operacionais.

De acordo com os termos do Acordo Coletivo Específico de PLR de 2016, a CEMIG distribuiu 4% de seus lucros ao programa e simplificou a lista de indicadores, possibilitando um controle de resultados por parte de seus empregados.

Em 2015, a CEMIG concordou em pagar a cada empregado não menos que 120% de sua remuneração mensal através deste programa.

Em 2014, antecipamos o pagamento de parte da participação nos lucros aos empregados, referente ao exercício de 2014, no montante estimado de R$ 106,2 milhões, e a parte restante foi paga em abril de 2015.

Benefícios

A CEMIG concede aos seus empregados uma gama de benefícios, como reembolso de despesas dos empregados e/ou dependentes com deficiência, assistência funerária em caso de morte de empregado ou de seus dependentes diretos, e pagamento de parte da contribuição do empregado para o plano de previdência complementar. Em 2016, um total de R$ 243,8 milhões foi pago em benefícios para os empregados, consistindo de R$ 98,1 milhões em contribuições ao plano de pensão e R$ 145,6 milhões em benefícios assistenciais.

Programa de Demissão Voluntária

Em janeiro de 2013, foi lançado o Programa Incentivado de Desligamento, ou PID, em resposta às alterações regulatórias do setor energético. Seu público-alvo era funcionários que atendiam as seguintes condições em 2013: mais de 20 anos de (i) trabalho na CEMIG e (ii) contribuição à Forluz; e que já estavam aposentados perante o Instituto Nacional de Seguridade Social, ou INSS.

Em 2013, 854 empregados se desligaram da Companhia através da adesão ao PID. Eles receberam (i) o pagamento de até quatro vezes o salário mensal (sem isenção de imposto de renda) e (ii) o pagamento adicional de 40% sobre o saldo do FGTS, que seria obrigatório se a demissão fosse sem justa causa. Além disso, a CEMIG garantiu o pagamento integral do plano de seguro de vida em grupo e do plano de saúde por seis meses, com início na data do desligamento do empregado.

Em 2014, dois empregados foram desligados por aderirem ao PID, os quais, em razão de afastamento por motivo de saúde, foram desligados apenas quando receberam alta médica.

Em novembro de 2015, a CEMIG lançou o Programa de Desligamento Voluntário Programado, ou PDVP, tendo como público-alvo empregados que atendiam as seguintes condições até 31 de dezembro de 2015: estar na CEMIG e ter contribuído à Forluz por mais de 10 anos e já qualificados para aposentadoria no regime do INSS (para homens, 35 anos de contribuição ou 55 anos de idade, para mulheres, 30 anos de contribuição ou 50 anos de idade). A oferta incluiu, como compensação extra: (i) 40% do valor base rescisório do FGTS – normalmente aplicável às demissões sem justa causa; e (ii) adiantamento de três remunerações mensais. Houve a adesão de 175 empregados, cujos desligamentos iniciaram-se em março de 2016, com prazo final em outubro de 2016.

Em abril de 2016, a Companhia lançou o Plano de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2016) para empregados que, em 31 de dezembro de 2016, haviam trabalhado na empresa por um período igual ou superior a 25 anos. A oferta incluiu os seguintes itens, como compensação extra: (i) depósito do valor correspondente à multa de 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios; e (ii) aviso prévio, correspondente ao mínimo de 30 dias (uma remuneração) até o máximo de 90 dias (três remunerações), tomando como marco o mês de rescisão, conforme o que determina a Lei nº 12.506/2011. Houve a adesão de 578 empregados, cujos desligamentos iniciaram-se em 2 de junho de 2016 com prazo final em 20 de outubro de 2016.

Saúde e Segurança

Em decorrência das diversas ações e programas da Companhia voltados às questões de Saúde, Higiene e Segurança do Trabalho, os indicadores de acidentes apresentaram uma redução significativa nos últimos seis anos. Em 2016, a Taxa de

Frequência de Acidentes com Afastamento, ou TFA relativa à força de trabalho fechou no valor de 1,79 acidentes por um milhão de horas trabalhadas, 30% menor que em 2015, ficando 16,36% abaixo do limite de 2,14.

Comparando com 2015, tivemos uma redução na TFA de 16,66% para empregados registrados, e 32,85% para empregados terceirizados. Diversas ações foram realizadas, de forma a possibilitar os excelentes resultados registrados em 2016, onde se destacam:

* A Companhia filiou-se à Organização Ibero-Americana de Seguridade Social, ou OISS, por decisão da Diretoria realizada em 23 de abril de 2015.

* A Companhia assinou o Acordo de Adesão à Liga Ibero-Americana de Seguridade Social, por decisão da Diretoria realizada em 6 de outubro de 2015.

* Criação do Grupo Integrado de Prevenção de Riscos de Acidentes de Trabalho, por meio de circular da Diretoria realizada em 11 de novembro de 2015;

* Visita técnica de representantes da OISS, em dezembro de 2015, para elaboração de um Plano Integral de Prevenção de Riscos e Acidentes de Trabalho.

* Em fevereiro de 2016, a validação do Plano Integrado de Prevenção de Acidentes de Trabalho, contendo 18 ações individuais, abrangendo o período de abril de 2016 a dezembro de 2018, incluindo os cinco principais aspectos do programa:

    1. Contar com o compromisso da Alta Direção da CEMIG para liderar o fortalecimento da Cultura de Prevenção na empresa.

    2. Alinhamento das normas internas de saúde e segurança no trabalho da CEMIG Holding, CEMIG D e CEMIG GT.

    3. Aprimorar e aperfeiçoar os conhecimentos técnicos preventivos dos trabalhadores no que diz respeito à saúde e segurança no local de trabalho.

    4. Aprimorar a qualificação dos funcionários em Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho, na unidade de treinamento da CEMIG, UniverCEMIG.

    5. Estabelecer um sistema com requisitos padronizados para as empresas terceirizadas da CEMIG em matéria de saúde e segurança no trabalho.

* Implementação, em abril de 2016, do Plano Integral de Prevenção de Riscos e Acidentes de Trabalho, elaborado pela OISS, com o objetivo de atingir a "Meta Zero de Acidentes Graves, Fatais, e de Afastamento do Trabalho Superior a 15 dias".

Titularidade de Ações

Nenhum de nossos conselheiros e diretores é titular de mais de 0,03% de nossas ações preferenciais e mais de 0,03% de nossas ações ordinárias.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2016, o Governo do Estado de Minas Gerais era titular, direta ou indiretamente, de 214.471.442 ações ordinárias ou 50,97% de nossas ações com direito a voto e nenhuma ação preferencial. Na mesma data, a FIA Dinâmica Energia, nossa segunda maior acionista, era titular de 41.635.754 ações ordinárias ou, aproximadamente, 9,90% dessas ações, e 62.469.590 ações preferenciais, ou aproximadamente 7,45% dessas ações.

Constam do quadro abaixo informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2015.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	214.471.442	50,97%	4.860.228	0,58%
AGC Energia S.A.	84.357.856	20,05%	-	-
FIA Dinâmica Energia	41.635.754	9,90%	62.469.590	7,45%
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	54.342.992	12,92%	26.220.938	3,13%
Total de membros do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal	103.407	0,02%	309.827	0,04%
Outros	25.853.188	6,14%	743.655.714	88,73
Total das ações	420.764.639	100%	837.516.297	99,93%
Ações em tesouraria	69	-	560.649	0,07%
Total de ações emitidas	420.764.708	100%	838.076.946	100%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo do Estado de Minas Gerais incluem ações detidas pela Minas Gerais Participações S.A., sociedade por ações e outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado de Minas Gerais.

Desde a constituição da CEMIG, as operações foram influenciadas pelo fato de ser controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais. As operações tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do Estado. O Governo do Estado de Minas Gerais, ocasionalmente no passado, orientou a companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados, precipuamente, a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo do Estado de Minas Gerais e não necessariamente destinados à geração de lucros para a CEMIG, podendo voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja o "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados à CEMIG – Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores, e até mesmo da Companhia".

Em 31 de dezembro de 2016, a CEMIG Holding possuía 31 acionistas de ações ordinárias registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 6.818.064 ações ordinárias. Possuíamos também 293 acionistas de ações preferenciais registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 394.986.629 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 239.997.816 ações preferenciais apresentadas em ADRs.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança de controle da CEMIG Holding, de acordo com a legislação do Estado de Minas Gerais, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Como a CEMIG Holding é controlada pelo Estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG Holding pelo Governo Estadual (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da CEMIG Holding, seja totalmente ou parcialmente) exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo poder legislativo de Minas Gerais, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual. A autorização acima mencionada deve ainda ser aprovada pelos cidadãos locais em um referendo.

Em 15 de abril de 2010, a Lazard Asset Management LLC notificou a CEMIG Holding que sua participação na CEMIG Holding atingiu 17.497.213 ações, ou 5,01% do total de ações de emissão da CEMIG Holding. Em 04 de fevereiro de 2011, a Lazard Asset Management LLC informou a CEMIG Holding que havia aumentado sua participação na CEMIG Holding para 7,46%, representando um total de 28.673.232 ações. Em 13 de maio de 2014, a Lazard Asset Management LLC notificou a CEMIG Holding que possuía 43.114.404 ações representadas por ADRs, ou 5,14% do total de ações da CEMIG Holding em circulação.

Em 6 de junho de 2014, a Lazard Asset Management LLC notificou a CEMIG Holding que possuía 38.439.458 ações representadas por ADRs ou 4.06% do total de ações da CEMIG Holding em circulação.

Em 18 de junho de 2010, a AGC Energia notificou a ocorrência de transferência de ações nos termos dos Contratos de Compra de Ações celebrados pela Southern e a AGC Energia, com a AGC como interveniente, em 12 de novembro de 2009. A AGC Energia adquiriu da Southern 98.321.592 ações ordinárias emitidas pela CEMIG Holding, representando 32,96% do capital social votante e 14,41% do capital social. A AGC Energia enfatizou que a referida transação não altera o controle acionário ou a estrutura administrativa da CEMIG Holding.

Em 1º de agosto de 2011, a AGC Energia e o Estado de Minas Gerais celebraram um acordo de acionistas (reconhecido pela CEMIG Holding e com o BNDESPar como terceiro beneficiário), no qual a AGC Energia possui o direito, dentre outros, de nomear nosso Diretor de Desenvolvimento de Negócios, sujeito à aprovação pelo Estado de Minas Gerais. Para maiores informações, veja Nota 23 das nossas Demonstrações Financeiras consolidadas.

Em 26 de março de 2013, a FIA Dinâmica Energia comunicou à CEMIG Holding que havia adquirido 19.074.800 ações preferenciais. Com essa aquisição, a FIA Dinâmica Energia, detinha naquele momento, 5,12% de ações preferenciais emitidas pela CEMIG Holding.

Em 22 de outubro de 2015, a Minas Gerais Participações, ou MGI, notificou a CEMIG Holding que reduziu sua participação no capital social da CEMIG Holding de 9,38% para 1,20% das ações preferenciais.

Em 20 de janeiro de 2016, a FIA Dinâmica Energia adquiriu 2.360.000 ações preferenciais da CEMIG Holding. Com essa aquisição, a FIA Dinâmica Energia, detinha naquele momento, 5,28% de ações preferenciais emitidas pela CEMIG.

Em 3 de março de 2016, a BNDESPar, permutou a totalidade das debêntures objeto da Escritura da 1ª Emissão Privada de Debêntures Perpétuas, Participativas, Não Conversíveis, Permutáveis, da Espécie com Garantia Real, em série Única, da AGC Energia datada de 28 de fevereiro de 2011 e aditada em 17 de janeiro de 2012, por 54.342.992 ações ordinárias e 16.718.797 ações preferenciais de emissão da CEMIG Holding, de titularidade da AGC Energia. Após a permuta, a participação da BNDESPar na CEMIG Holding— que em 2 de março de 2016 totalizava 0% das ações ordinárias e 1,13% das ações preferenciais — foi elevada para 12,9% das ações ordinárias e 3,13% das ações preferenciais.

Desconhecemos quaisquer outras alterações significativas nas porcentagens da participação acionária de nossos acionistas detentores de 5% ou mais de nossas ações com direito de voto em circulação durante os últimos três anos.

Transações com Partes Relacionadas

Durante o curso normal de nossos negócios, realizamos transações com partes relacionadas, algumas das quais são de natureza recorrente. Segue abaixo um resumo das transações relevantes que realizamos com nossos principais acionistas e suas afiliadas.

A CEMIG é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- 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 ONS;

- com o Estado de Minas Gerais:

(i) Acordo na Venda de Energia elétrica. Essas negociações de venda de energia elétrica iniciaram-se em 04 de agosto de 2004 com vencimento indeterminado. O saldo deste contrato em 31 de dezembro de 2016 era de R$ 71 milhões e ocorre em termos equivalentes aos que prevalecem nas transações com as partes independentes, devido ao fato de que o preço da eletricidade é definido pela ANEEL por meio de uma resolução referente ao reajuste tarifário anual da CEMIG.

(ii) Contratos de Financiamento com a BDMG. Esses financiamentos foram datados em 10 de março de 2005 até 2025, com saldo em 31 de dezembro de 2016 de R$ 4 milhões;

- Cumprir as obrigações de pagamento para a Forluz para amortização referente a déficits anteriores. Os valores devidos são atualizados pelo IPCA + 6% ao ano, calculado pelo IBGE e serão amortizados até o exercício social de 2024. O saldo em 31 de dezembro de 2016 era de R$ 1.679 milhões. Veja Nota Explicativa 22 sobre as nossas Demonstrações Financeiras consolidadas;

• Nossas contribuições para o fundo de pensão referente aos funcionários participantes do Plano Misto, e calculadas sobre as compensações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo. Não havia saldo em 31 de dezembro de 2016. Veja Nota Explicativa 26 sobre as nossas Demonstrações Financeiras consolidadas;

• Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade a legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da CEMIG;

• Aluguel do edifício sede; O saldo em 31 de dezembro de 2016 era de R$ 10 milhões.

• Contribuição pela patrocinadora ao plano de saúde e odontológico dos empregados. O saldo em 31 de dezembro de 2016 era de R$ 1.748 milhões. Veja Nota Explicativa 22 sobre as nossas Demonstrações Financeiras consolidadas;

• Adiantamentos contra entrega futura de eletricidade. Esses contratos são atualizados a taxas entre 135% e 155% do CDI;

• Transação efetivada em dezembro de 2015, 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. A compensação foi concluída em 15 de março de 2016. Não havia saldo em 31 de dezembro de 2016.

• Contrato para prestação de serviços de gestão e manutenção da usina de geração de energia pactuado entre a Aliança, a CEMIG Baguari Energia S.A. e a Companhia Transirapé; e

• Recursos financeiros em um fundo de investimento, a FIC Pampulha, que têm as características de renda fixa e obedecem a nossa política de aplicações. O saldo em 31 de dezembro de 2016 era de R$ 52 milhões.

Lei das Estatais

Em 30 de junho de 2016, entrou em vigor a Lei Federal nº 13.303/16, a Lei das Estatais. De acordo com esta lei, todas as empresas estatais, sociedade de economia mista, bem como suas subsidiárias, devem cumprir a novas normas de governança corporativa, de contratação de terceiros e de procedimentos para licitação pública.

A Lei das Estatais estabelece regras específicas para o procedimento de contratação de terceiros por parte das Empresas Estatais, incluindo a obrigatoriedade de procedimentos públicos e a inserção de cláusulas obrigatórias em tais acordos. Esta regulamentação visa facilitar a contratação de entidades privadas, mediante a consolidação das regras que regem os procedimentos de licitação aplicáveis às Empresas Estatais.

A Lei das Estatais fez modificações relativas à governança corporativa visando possibilitar a supervisão, não somente por parte dos acionistas, mas de qualquer parte interessada, das finanças e da administração das Empresas Estatais. Ela estabelece a obrigação para todas as Empresas Estatais de divulgar, periodicamente, certos documentos e relatórios que tornem públicos entre outros, os compromissos dessas empresas com seus objetivos; os impactos financeiros de tais compromissos; suas políticas e práticas de governança corporativa e de sustentabilidade, incluindo documentos explicativos, em linguagem clara, destinados a serem entendidos pelo público em geral.

Para cumprir a Lei das Estatais, exige-se da Cemig Holding e de suas subsidiárias que adaptem seus estatutos. Seria necessário criar um Comitê de Auditoria interno e adaptar a estrutura de gestão a fim de assegurar, entre outras questões, que o Conselho de Administração seja composto por 7 a 11 membros, incluindo 25% de membros independentes (conforme definido pela lei) ou por pelo menos um (no caso de exercício do voto múltiplo pelos acionistas minoritários); e que os membros do Conselho de Administração e os administradores tenham um prazo de mandato unificado, que não deve ser superior a dois anos, com permissão para até três reeleições consecutivas; e que os diretores e membros do Conselho de Administração e os comitês internos sejam avaliados anualmente no que se refere a: (a) licitude e eficácia de sua gestão; (b) sua contribuição para o resultado do exercício; e (c) consecução dos objetivos estabelecidos no plano de negócios e cumprimento da estratégia de longo prazo da companhia.

Pela Lei das Estatais, a eleição de diretores e dos membros do Conselho de Administração deveria ser alterada, de forma que as Empresas Estatais tenham administradores mais técnicos e objetivos. Para que uma pessoa seja nomeada diretora ou

membro do Conselho de Administração de uma empresa sujeita a esta regra, ela teria de possuir não apenas uma boa reputação e experiência, mas ter: (i) ou (a) um mínimo de 10 anos de experiência, seja no setor público ou privado, gerindo empresas similares à do objeto social da empresa ou de uma área relacionada à da empresa para a qual a pessoa foi nomeada; (b) exercido, por pelo menos quatro anos, (x) uma posição de alta gestão em uma empresa que tenha objeto social similar ou de tamanho compatível, (y) um cargo alto de confiança no setor público, ou (z) um cargo de docência ou pesquisa nas áreas de atuação da empresa; ou (c) atuado por pelo menos quatro anos como profissional liberal em áreas direta ou indiretamente relacionadas às áreas de atuação da Empresa Estatal; (ii) uma formação acadêmica adequada ao cargo para o qual a pessoa foi nomeada; e (iii) não tenha sido considerada inelegível, em conformidade com a legislação aplicável.

Empresas Estatais já existentes antes da entrada em vigor da Lei das Empresas Estatais têm 24 meses para tomar todas as medidas necessárias para se adaptarem à nova legislação.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Favor consultar nossas demonstrações financeiras que constam do início da página F-1 deste documento, e o "Item 3. Informações Relevantes – Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas".

Processos Judiciais e Administrativos

A Companhia e suas subsidiárias integrais, em especial a CEMIG GT e a CEMIG D, são partes em processos administrativos e judiciais envolvendo questões tributárias, regulatórias, consumeristas, administrativas, ambientais, trabalhistas e outras em relação aos seus negócios. Em conformidade com as regras do IFRS, registramos e divulgamos as quantias dos processos que em que a chance de perda foi avaliada como "provável", e divulgamos as quantias dos processos em que a chance de perda foi avaliada como "possível", na medida em que esses montantes puderem ser razoavelmente estimados. Para maiores informações em relação a tais contingências, veja as Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras consolidadas.

Questões Regulatórias

A CEMIG e a CEMIG D são partes em processos decorrentes de cláusulas dos Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica para iluminação pública, firmados com diversos municípios da área de concessão. Essas ações solicitam a restituição de parte dos valores cobrados nos últimos 20 anos, caso seja reconhecido em juízo que tal cobrança é indevida. Os processos se baseiam em um alegado equívoco da CEMIG na estimativa de tempo utilizada para o cálculo do consumo de energia elétrica da iluminação pública custeado pela Contribuição de Iluminação Pública, ou CIP. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessas ações era cerca de R$ 1,3 bilhão e a chance de perda foi avaliada como "possível", devido à ausência de precedentes consistentes a favor dos argumentos das companhias.

Relacionado ainda à questão da Contribuição de Iluminação Pública, são quatro ações populares que são individualmente relevantes, arquivadas por Irani Vieira Barbosa e envolvendo os seguintes municípios: Belo Horizonte, Uberlândia, Juiz de Fora e Governador Valadares. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessas quatro ações era de aproximadamente R$ 376,6 milhões, e a chance de perda foi avaliada como "possível" em todas elas.

A CEMIG GT apresentou um pedido de inclusão de um réu em uma ação movida pela AES Sul contra a ANEEL, visando a anulação do Despacho ANEEL nº 288/2002, que estabeleceu as diretrizes para a interpretação da Resolução ANEEL nº 290/2000, e assim, modificou a situação da AES Sul Distribuidora, de credora devedora do Mercado Atacadista de Energia, ou MAE, antecessor da CCEE. A CEMIG GT obteve liminar para suspender o depósito em favor da AES, determinado em liquidação financeira no valor histórico.

O pedido de adesão como parte foi concedido e a CEMIG GT é colitigante com a Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., ou CELESC, no processo principal ("Ação Ordinária"), resultando na CEMIG D podendo apresentar petições e recorrer desta ação, se necessário. Foi interposto recurso especial contra a decisão que permite a junção da CEMIG D ao STJ, que aguarda julgamento. O presente recurso não impede a CEMIG GT de agir no caso em que foi admitida. Foi proferida sentença em primeira instância contra a referida Ação Ordinária, e a AES interpôs recurso, o qual foi concedido. O Acórdão que julgou o Recurso de Apelação foi objeto de Embargos de Declaração por parte da CEMIG GT, que foram julgados (conhecidos e providos em parte para reconhecer que apenas a ANEEL deverá arcar com os honorários sucumbenciais). Quanto ao mérito da questão, foi interposto recurso de Embargos Infringentes, que aguarda julgamento. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessa ação era de R$ 264 milhões e a chance de perda foi avaliada como "possível" tendo em vista que a decisão de Segunda Instância ainda poderá ser modificada, à vista dos recursos ainda pendentes de julgamento.

A CEMIG GT, bem como suas subsidiárias, são representadas pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, ou APINE, em ação judicial em que esta associação pretende que seja judicialmente declarada a invalidade dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE 3, de 6 de março de 2013, que determinam, em síntese, que o ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados e que o custo do despacho adicional será rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada. Tais determinações representam ônus aos Agentes Geradores do mercado, o que os levou, por suas associações, entre elas a APINE, a questionarem judicialmente a legalidade da citada Resolução. O pedido da Autora foi concedido pelo tribunal de primeira instância, com recurso provisório em favor dos membros da APINE, incluindo a CEMIG GT e suas subsidiárias. A presente decisão foi objeto de Recurso de Apelação distribuído à 7ª Turma do TRF da 1ª Região, que o rejeitou por unanimidade. O Governo Federal opôs embargos de declaração, ao qual foi negado provimento. Em 16 de janeiro de 2017, o Governo Federal interpôs Recurso Especial, que ainda não foi apreciado. O valor

atualizado desta demanda, para a CEMIG GT e suas subsidiárias, em 31 de dezembro de 2016, é de aproximadamente R$ 182 milhões e a probabilidade de perda está avaliada como "possível" tendo em vista o ineditismo da matéria discutida neste caso.

A CEMIG GT impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguara, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. A CEMIG GT obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Jaguara até que este Mandado de Segurança seja definitivamente julgado. Houve julgamento do mérito desta Ação em que foram indeferidos os pedidos feitos pela CEMIG GT. Antes da implementação do resultado deste julgamento, que levaria o governo a assumir a UHE, a CEMIG GT apresentou ao STF uma Medida Provisória com ordem cautelar que lhe permitia continuar operando e administrando a usina. Embora este acórdão ainda não tenha sido publicado, o que impede a apresentação do recurso apropriado, a Companhia solicitou ao STF uma medida provisória com ordem cautelar que permita a CEMIG continuar operando e administrando a usina. A medida provisória foi concedida. Ainda não foi proferido julgamento no presente recurso da medida provisória. Com a publicação do resultado do mandado de segurança, a CEMIG GT interpôs recurso ordinário dirigido ao STF em 1º de março de 2016. Em 21 de março de 2017, a medida cautelar proferida no caso da medida provisória acima citada foi revogada pelo Ministro Relator. A contingência desta ação está classificada como perda "possível" em razão de sua natureza e da complexidade envolvida neste caso em particular. Este caso tem uma série de elementos a serem considerados: (i) a singularidade do Contrato de Concessão nº 007/1997; (ii) a natureza sem precedentes do assunto; e (iii) que a ação proposta poderia ser um precedente na discussão do Judiciário sobre a prorrogação de concessões.

A CEMIG GT impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de São Simão (UHE São Simão), nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, observando-se as bases originais deste Contrato, anteriores à Lei nº 12.783/2013. O provimento liminar originalmente obtido pela CEMIG GT para continuar à frente da exploração comercial da UHE São Simão foi revisto e cassado pelo Ministro Relator da Justiça. O julgamento do mérito desta ação ainda não foi iniciado. O Ministro Relator, tendo em vista o deferimento de liminar pelo STF nos autos da UHE Jaguara, cuja temática jurídica guarda conexão com a tratada no Mandado de Segurança da UHE São Simão, intimou a CEMIG GT a se manifestar quanto à suspensão deste Mandado de Segurança da UHE São Simão. A CEMIG GT, por sua vez, manifestou interesse na suspensão, contudo, pugnou pela concessão da liminar para que seja empregado o mesmo desfecho conferido à UHE Jaguara, no sentido de manter a CEMIG GT na titularidade da concessão da UHE São Simão nas mesmas condições da UHE Jaguara, ou seja, observando-se as bases originais do Contrato de Concessão nº 007/1997, anteriores à Lei nº 12.783/2013. Uma liminar foi concedida pelo Ministro Relator e permite a CEMIG GT manter a titularidade da concessão da UHE São Simão, de acordo com as bases iniciais do Contrato de Concessão nº 007/1997, até a conclusão do julgamento. Em 28 de março de 2017, esta medida cautelar foi revogada. A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como "possível", devido à sua natureza e à complexidade envolvida neste caso específico, assim como no Mandado de Segurança da UHE Jaguara, já que ambos têm as mesmas questões e fatos a serem considerados, e, em última instância, serão analisados pelo mesmo órgão jurisdicional.

A CEMIG GT impetrou Mandado de Segurança, com pedido de medida liminar, contra ato ilegal e violador do MME 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 UHE Miranda com base na Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997. A CEMIG GT obteve provimento liminar, ainda em vigor, para continuar à frente da exploração comercial da UHE Miranda até que este Mandado de Segurança seja definitivamente julgado. O Ministro Relator revogou esta liminar em 29 de março de 2017, em resposta a uma moção para a revisão da sentença proferida pelo Governo Federal contra o Agravo Interno. Ainda não houve julgamento do mérito desta ação. A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como "possível", devido à sua natureza e à complexidade envolvida neste caso específico, assim como nos Mandados de Segurança da UHE Jaguara e da UHE São Simão, já que os três casos têm as mesmas questões e fatos a serem considerados, e, em última instância, serão analisados pelo mesmo órgão jurisdicional.

Em 21 de fevereiro de 2017, a CEMIG GT fez nova solicitação ao Ministério de Minas e Energia, ou MME por meio da qual reiterou o pedido administrativo de prorrogação por 20 anos da concessão das UHE de Jaguara, São Simão e Miranda, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997. Nessa nova solicitação, que reforça o interesse da Companhia nas usinas, a CEMIG GT realizou também um pedido subsidiário, para o caso de rejeição, no sentido de que a concessão destas UHE seja transferida/outorgada a uma de suas subsidiárias, para os fins do que determina o §1º-C do art. 8º vigente da Lei nº 12.783/2013 (incluído pela Lei nº 13.360, de 17/11/2016) que possibilita à União outorgar contrato de concessão de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 anos associado à transferência do controle da pessoa jurídica prestadora deste serviço, sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município. A apresentação do pedido da

subsidiária não resulta em qualquer renúncia da CEMIG GT ao seu direito à extensão da garantida concessão, conforme citado na Cláusula 4 do Contrato de Concessão 007/1997; esse direito é objeto das ações judiciais que atualmente estão em andamento contra o Governo Federal.

A CEMIG D é parte em processo administrativo instaurado pela ANEEL que, em decorrência de supostas não conformidades relativas aos procedimentos de contabilização adotados por essa companhia em desconformidade com as normas do setor de energia elétrica e apuradas pelo órgão regulador durante fiscalização do ativo imobilizado em serviço, culminou no Auto de Infração nº 014/2014. A defesa da CEMIG D busca o cancelamento ou redução significativa da penalidade aplicada pela ANEEL. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 74 milhões. A possibilidade de perda nessa ação foi avaliada como "possível". Em 08 de fevereiro de 2017, foi proferida decisão neste processo que acolheu parcialmente os argumentos apresentados pela CEMIG D reduzindo a multa aplicada para o valor de, aproximadamente, R$ 3 milhões. A possibilidade de perda nessa ação continua avaliada como "possível".

Aumentos de Tarifas

O Ministério Público Federal ajuizou uma ação civil coletiva contra a CEMIG D e a ANEEL, para evitar a exclusão de consumidores da classificação na subclasse de Tarifa Residencial de Baixa Renda e, também solicitar que a CEMIG D pague 200% da quantia alegadamente paga em excesso pelos consumidores nessa subclasse. A decisão de primeira instância foi favorável ao Ministério Público Federal, e a CEMIG D e a ANEEL interpuseram recurso de apelação perante o TRF. A decisão da corte de apelação neste processo está pendente desde março de 2008. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nesse processo era de, aproximadamente, R$ 254 milhões. A chance de perda foi avaliada como "possível" em função da existência de decisões, em outros casos de natureza tanto administrativa quanto judicial, favoráveis à tese defendida pela CEMIG D.

A CEMIG D é ré em diversas ações judiciais e, em especial, em uma ação civil pública ajuizada pela Associação Municipal de Proteção ao Consumidor e ao Meio Ambiente, ou Amprocom, nas quais se discutem os valores das tarifas cobradas pela CEMIG D após 2002 e sua metodologia, e se requer, ainda, a restituição, a todos os consumidores que foram lesados nos processos de revisão periódica e reajuste anual de energia elétrica no período de 2002 a 2009, dos valores que alegadamente lhes foram indevidamente cobrados. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 317 milhões. A chance de perda foi avaliada como "possível" em face do ineditismo da matéria debatida neste caso.

Impostos e Demais Contribuições

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, em especial a CEMIG GT e a CEMIG D, são partes em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos dentre os quais estas discutem a imposição do Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, Imposto Sobre a Propriedade Territorial Rural ou Urbana, ou ITR/IPTU, Programa de Integração Social, ou PIS/PASEP, e Contribuições Sociais Impostas Sobre o Faturamento Bruto, ou COFINS, Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, ou CSLL, e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica, ou IRPJ, dentre outros. Em 31 de dezembro de 2016, os valores envolvidos nesses processos avaliados com chance de perda "provável" totalizaram, aproximadamente, R$ 70 milhões e os valores dos processos avaliados com a chance de perda "possível" totalizaram cerca de R$ 3.100 milhões. Os imprevistos mais significativos são destacados a seguir.

A Administração Tributária do Estado de Minas Gerais entrou com vários processos administrativos contra a CEMIG D relacionados ao ICMS. A partir de 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nos processos cuja chance de perda foi avaliada como "possível" totalizava cerca de R$ 82 milhões.

Em 2006, a CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D, realizaram pagamentos adiantados a alguns de seus funcionários em troca de seus direitos de pagamentos futuros, denominados como "Anuênio". Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social foi coletado em relação a esses pagamentos, já que o entendimento das companhias é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo para cobrar os impostos sobre tais pagamentos. Para evitar o risco de multas, as companhias ingressaram com dois mandados de segurança, e obtiveram decisões desfavoráveis na primeira instância. Nós apelamos e aguardamos a decisão do Tribunal de Recursos, sobre se as despesas de imposto de renda são aplicáveis. Quanto às Contribuições Previdenciárias, o TRF decidiu contra nós. Apelamos ao Superior Tribunal de Justiça, que ainda não emitiu uma decisão.

Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessas ações era cerca de R$ 290 milhões e a chance de perda foi avaliada como "possível", haja vista a natureza indenizatória dos adiantamentos realizados aos empregados e a ausência de jurisprudência específica no STJ e no TRF da Primeira Região. Ressaltamos que, no tocante ao Imposto de Renda, tanto o

STJ, como o TRF da 1ª Região, adota o entendimento de que não há incidência do imposto em parcelas decorrentes da supressão de vantagens por meio de acordo coletivo, uma vez que tais valores possuem caráter indenizatório.

O INSS instaurou um processo administrativo contra a CEMIG em 2006 no qual alega o não recolhimento das Contribuições Previdenciárias sobre os valores pagos aos nossos funcionários e diretores a título de Participação nos Lucros e Resultados, ou PLR, entre os anos 1998 e 2004. Em 2007, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros não estavam sujeitos ao pagamento das Contribuições Previdenciárias. Recebemos uma sentença parcialmente favorável em 2008, que afastou a incidência da contribuição previdenciária sobre os pagamentos realizados aos empregados, mantendo, entretanto, a incidência do tributo em relação aos pagamentos da PLR feitos aos nossos diretores. Recorremos e estamos aguardando a decisão de segunda instância. A partir de 31 de dezembro de 2016, o montante envolvido nesse processo foi avaliado em aproximadamente R$ 178 milhões, e a chance de perda foi avaliada como "possível", em decorrência do resultado de julgamentos realizados em casos semelhantes pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, ou CARF.

A Receita Federal do Brasil instaurou diversos processos administrativos contra a CEMIG, a CEMIG GT, a CEMIG D e a Rosal Energia S.A., em relação às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: Participação nos Lucros e Resultados, ou PLR, Programa de Alimentação do Trabalhador, ou PAT, auxílio-educação, anuênios, Adicional Aposentadoria Especial, tributos com exigibilidade suspensa, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, SEST/SENAT, doações, patrocínios e multas por descumprimento de obrigação acessória. Apresentamos as defesas e aguardamos o julgamento. A partir de 31 de dezembro de 2016, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada como "possível" totalizava, aproximadamente, R$ 1,3 bilhão.

A CEMIG, a CEMIG GT, a CEMIG D e a Sá Carvalho S.A. são partes em processos administrativos relacionados ao IRPJ e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, ou CSLL. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nesses processos era de aproximadamente R$ 280 milhões, e a chance de perda foi avaliada como "possível".

A Receita Federal do Brasil autuou a Parati – Participações em Ativos de Energia Elétrica, coligada da CEMIG, e, na condição de responsável solidária de fato, a própria CEMIG, relativamente a Imposto de Renda Retido na Fonte, ou IRRF, incidente sobre o ganho de capital na alienação de bens e direitos no Brasil por não residente, na qualidade de responsável legal pela retenção e recolhimento do referido tributo. A operação em questão corresponde à compra, pela Parati, e venda, pela Enlighted, em 7 de julho de 2011, de 100% das participações na LUCE LLC (empresa com sede em Delaware, EUA), proprietária de 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações ("FIP Luce"), que por sua vez era detentor indireto, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante (ações ordinárias) de emissão da Light. Após algumas operações, a Parati tornou-se a titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A., ou LEPSA, que, por sua vez, é titular de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light. O FIP Luce foi liquidado em 6 de dezembro de 2012 e o Luce LLC, em 18 de maio de 2012. Em 2 de meio de 2016, o Poder Judiciário da Receita Federal do Brasil decidiu a impugnação apresentada pela Parati e pela CEMIG: mantendo o lançamento do crédito tributário contra a Parati e a solidariedade em relação à CEMIG. As empresas então apelaram, e o Apelo Voluntário está pendente de julgamento pela CARF. A partir 31 de dezembro de 2016, o montante reivindicado nesse processo cuja chance de perda foi avaliada como "possível" totalizava, nessa data, aproximadamente, R$ 198 milhões.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, especialmente a CEMIG GT e a CEMIG D, são partes em diversos processos judiciais e administrativos que versam sobre compensações de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica, ou DIPJ, além de pagamentos a maior, identificados pelas DARF e/ou DCTF, envolvendo os seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS. As companhias estão contestando a não ratificação pelas autoridades dessas compensações e a cobrança dos débitos compensados pelo fisco federal na recuperação dos valores desses impostos. Em fevereiro de 2016, o Poder Judiciário da Receita Federal do Brasil, intimou a CEMIG GT e a CEMIG D das decisões proferidas em favor da Companhia pelos autos apresentados, aprovando e ratificando a maior parte da compensação solicitada pelas Companhias em dois casos que envolvem montantes significativos, reduzindo o montante em litígio no âmbito administrativo. A partir de 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 317 milhões. A possibilidade de perda foi avaliada como "possível".

A Companhia é parte em um processo judicial envolvendo pedidos de restituição e compensação de créditos decorrentes de saldos remanescentes de impostos indicados nas declarações fiscais e também para pagamentos em excesso identificados pelos correspondentes recibos de pagamento de impostos, nos anos-calendário de 1997 a 2000. Em 20 de novembro de 2014, na primeira instância, foi proferida decisão favorável à Companhia, anulando os débitos cobrados pelo Fisco Federal, e em abril de 2016, em 2ª instância recursal, o Tribunal Regional Federal da Primeira Região confirmou a decisão favorável à

CEMIG. O processo tramita atualmente no STJ, aguardando decisão do recurso interposto pela União Federal. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 535 milhões. A possibilidade de perda nessa ação foi avaliada como "possível".

Contratos

A CEMIG D é parte em disputas judiciais envolvendo reivindicações de reequilíbrio de contratos para implementar parte do programa de eletrificação rural conhecido como Luz Para Todos. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 237 milhões. A possibilidade de perda nessas ações foi avaliada como "possível".

Em relação a este tema relacionado ao Programa de Eletrificação Rural, há uma ação individualmente relevante, uma Ação de Remessa em Pagamento apresentada pela CEMIG D contra o Consórcio Iluminas, referindo-se à violação de um acordo entre as partes. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessas ações era de R$ 139,9 milhões, e a possibilidade de perda era avaliada como "possível".

A CEMIG é parte em um Processo Administrativo de Crédito Estadual, ou PACE, instaurado pelo Estado de Minas Gerais, em 29 de dezembro de 2014, reivindicando a cobrança de uma suposta diferença entre o valor devolvido pela CEMIG ao Estado de Minas Gerais, em dezembro de 2011, a título de restituição de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital, ou AFAC. Considerando a instauração do PACE, o Conselho de Administração, em reunião realizada na data de 29 de dezembro de 2014, deliberou autorizar a Diretoria Executiva a tomar, de forma urgente, todas as medidas necessárias para buscar a suspensão da exigibilidade do crédito cobrado pelo Estado no PACE, inclusive mediante a realização de depósito administrativo ou judicial. Em 29 de dezembro de 2014, a CEMIG efetivou o depósito administrativo da importância cobrada pelo Estado de Minas Gerais, correspondente a R$ 239,4 milhões, que se manteve inalterada em 31 de dezembro de 2016. A possibilidade de perda nessa ação foi avaliada como "provável".

A CEMIG e o Estado de Minas Gerais são partes em processo administrativo em curso perante o Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais, ou TCMG, instaurado a partir de representação que versa sobre supostas irregularidades na forma utilizada para aplicação dos juros moratórios, bem como no percentual de desconto concedido, quando da liquidação da dívida do Estado de Minas Gerais para com a Companhia, relativa ao Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar, ou CRC. A partir de 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nesta ação era de aproximadamente R$ 390 milhões, e a possibilidade de perda foi avaliada como "possível".

Obrigações das Leis Trabalhistas

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são rés em diversas ações movidas por funcionários próprios e funcionários de empresas que lhes prestam serviços. Essas ações reivindicam, de modo geral, sobre horas extras, adicionais, verbas rescisórias, benefícios diversos, ajustes salariais, reflexos em plano de aposentadoria complementar e pedidos relacionados à terceirização de mão de obra. De acordo com as leis trabalhistas brasileiras, os reclamantes devem ajuizar ações para recebimento de eventuais direitos não pagos no prazo de dois anos contados do término do contrato de trabalho, sendo tais direitos limitados ao prazo de cinco anos anteriores ao ajuizamento da ação. Em 31 de dezembro de 2016, o valor dos pleitos com chance de perda "provável" era de aproximadamente R$ 349 milhões, e com chance de perda "possível" era de aproximadamente R$ 1,2 bilhão.

O TST, em processo do qual a CEMIG, CEMIG GT e a CEMIG D não são partes, proferiu decisão no sentido de alterar o índice utilizado para a atualização financeira dos créditos trabalhistas, no caso a Taxa Referencial Diária, ou TRD, passando à adoção do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial, ou IPCA-E. Decisão esta que, por envolver questão de ordem constitucional, pode gerar reflexos em todos os processos judiciais em curso no Brasil, incluindo-se, claramente, aqueles que têm as citadas companhias como parte. Vale registrar que a eficácia de tal decisão se encontra suspensa em decorrência de decisão monocrática proferida pelo Ministro Dias Toffoli, do STF, que concedeu liminar em sede de Medida Cautelar, em vigor até que o STF se pronuncie sobre a existência ou não de repercussões gerais que surgem de uma questão constitucional. Caso o STF confirme o entendimento do TST acerca da alteração do índice utilizado para pagamento dos créditos trabalhistas, a CEMIG, a CEMIG D e a CEMIG GT poderão sofrer uma contingência adicional de aproximadamente R$ 176 milhões.

Em 7 de novembro de 2016 foi proferida sentença subsidiária em primeira instância contra a CEMIG D, em Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público do Trabalho, que além da Companhia, possui em seu polo passivo a CET Engenharia Ltda. e seus acionistas, condenando-os ao pagamento de verbas trabalhistas aos empregados da CET, e indenização, a título de danos morais, no valor de R$ 2.500,00 para cada um dos empregados citados na ação, que estariam

sujeitos à condições de trabalho análogas à escravidão que violam as Normas regulamentadoras nº 7 e 10 do MTE. O tribunal considerou que os empregados não tinham sido sujeitos a qualquer restrição à sua liberdade de circulação. A sentença também determinou que, após a ocorrência de qualquer apelação final, os documentos de comunicação fossem entregues aos Procuradores Públicos Federais e aos Procuradores Públicos de Minas Gerais, em virtude da conclusão de que os trabalhadores haviam sido submetidos a condições análogas à escravidão. A Companhia recorrerá do julgamento em relação ao pagamento dos valores nele consignados, com base em toda a documentação de inspeção realizada durante a execução do contrato celebrado com a empresa prestadora de serviços e também no entendimento de que não houve demonstração de qualquer ato praticado pela CEMIG D, relativo ao caso em questão, não houve qualquer debilidade processual da sua parte durante a execução do contrato, passível de converter a responsabilidade da Companhia nos termos do Precedente nº 331 do TST. Além disso, no que se refere à imputação de indenização por descumprimento de normas regulamentadoras do MTE, o STF já se manifestou no sentido de afastar a caracterização de trabalho em condições análogas à escravidão, quando não há restrição à liberdade de ir e vir do trabalhador. A partir de 31 de dezembro de 2016, o valor total envolvido nesse processo era cerca de R$ 1,4 milhões e a possibilidade de perda foi avaliada como "possível" devido às afirmações acima.

Questões Ambientais

A CEMIG, a CEMIG GT, a Southern Electric e a FEAM são rés em uma ação civil pública, proposta em 5 de fevereiro de 2007 pela Associação Regional Ambiental de Patrocínio, que teve por objeto o pedido de indenização e reparação de danos ambientais causados pela Usina Hidrelétrica de Nova Ponte. A partir de 31 de dezembro de 2013, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 1,8 bilhão. Todavia, considerando a fase do processo, bem como alterações legislativas posteriores à distribuição da ação, foi possível a reapreciação pela área técnica dos pedidos e a reavaliação com redução do valor a ser desembolsado em eventual condenação. Em 31 de dezembro de 2015, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R$ 1,3 bilhão. Desse total, a parcela para a qual a chance de perda foi avaliada como "possível" foi de R$ 314 milhões; e a parte para a qual a chance de perda foi avaliada como "remota" foi de aproximadamente R$ 1 bilhão. Em 11 de março de 2016, foi proferida sentença pela improcedência do pedido da autora AMAR. Portando, a AMAR protocolou o recurso de apelação, o qual foi negado pela 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Minas Gerais em 3 de março de 2017. Em 31 de dezembro de 2016, o valor total envolvido nesse processo era de aproximadamente R$ 1,5 bilhão, e a chance de perda foi avaliada como "remota".

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais e outros ajuizaram ações civis públicas e populares contra a CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D, demandando que essas companhias invistam no mínimo 0,5% do valor da sua receita operacional anual desde 1997 na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos nos municípios onde estão localizadas usinas hidrelétricas e que indenize o Estado de Minas Gerais, proporcionalmente, pelo dano ambiental causado em decorrência de alegada omissão das companhias no cumprimento da lei do Estado de Minas Gerais nº 12.503/97. Quatro dessas ações foram julgadas parcialmente procedentes pelo Tribunal de Justiça de Minas Gerais, com a condenação da CEMIG e da CEMIG GT a investir 0,5% da receita bruta anual desde 1997 em medidas de preservação e proteção dos lençóis freáticos. As companhias interpuseram recursos ao STJ e ao STF, visto que as ações envolvem leis federais e matéria constitucional. Em 9 de fevereiro de 2015, o STF reconheceu a constitucionalidade e repercussão geral da disputa. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessas ações era de R$ 113 milhões, e a chance de perda foi avaliada como "possível".

Adicionalmente, a CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em diversos outros processos administrativos e judiciais e demandas envolvendo questões ambientais com relação a determinadas áreas protegidas, licenças ambientais e indenização por danos ambientais, entre outras. Em 31 de dezembro de 2016, os valores envolvidos nesses processos avaliados com chance de perda "provável" totalizaram cerca de R$ 40 mil e os valores dos processos avaliados com a chance de perda "possível" totalizaram cerca de R$ 107 milhões. Esses processos também incluem outras ações civis públicas, nas quais os valores envolvidos não podem ser apurados com precisão, tendo em vista que a maioria dessas ações está relacionada a danos ambientais e contém pedidos de indenização, recuperação de áreas degradadas e medidas compensatórias que serão definidos no curso dos processos, mediante a realização de perícias para apuração dos valores. Além disso, uma vez que os processos civis públicos se referem a direitos coletivos, ações individuais podem ser ajuizadas visando reparações ou danos provenientes de decisões judiciais proferidas nas ações civis.

Danos Materiais e Responsabilidade Civil

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em diversos processos judiciais, principalmente como rés, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2016, os processos avaliados com possibilidade de perda "provável" totalizaram aproximadamente R$ 114 milhões e os processos avaliados com possibilidade de perda "possível" totalizaram aproximadamente R$ 209 milhões.

Além disso, a CEMIG D é ré em quinze ações nas quais os autores buscam indenizações por danos morais e materiais referentes ao acidente ocorrido em 27 de fevereiro de 2011, na cidade de Bandeira do Sul, decorrente do lançamento de "serpentinas metalizadas" na rede de distribuição de energia elétrica, que ocasionou um curto-circuito que rompeu cabos de média tensão, os quais, ao atingirem o solo, acarretaram a morte de 16 pessoas além de dezenas de feridos. A partir de 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido foi avaliado em aproximadamente R$ 16 milhões. A possibilidade de perda nessas ações foi avaliada como "possível". A maior relevância dessas ações para a CEMIG D não se relaciona a impactos financeiros, mas à exposição negativa de nossa imagem, uma vez que o acidente foi muito divulgado pela mídia.

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendos Obrigatórios – Prioridade e Valor dos Dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, somos obrigados a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, de acordo com a Lei nº 6.404, promulgada em 15 de dezembro de 1976, ou "Lei das Sociedades por Ações". Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo mínimo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

- Dividendo mínimo anual relacionado às ações preferenciais: essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:
- 10% do respectivo valor nominal; ou
- 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações.
- Os dividendos relacionados às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2015 e em 29 de abril de 2016, o nosso Conselho de Administração indicou que o pagamento dos dividendos previstos no Estatuto Social de 50% do lucro dos exercícios findos em 2014 e 2015, não seria compatível com a atual situação financeira da Companhia. Como consequência, a Assembleia Geral aprovou o pagamento de dividendos correspondentes a 25% de nosso lucro líquido nos exercícios findos em 2014 e 2015. O valor que deixou de ser distribuído como dividendo obrigatório, calculado como a diferença entre 50% do lucro líquido conforme especificado em nosso Estatuto Social e o montante pago igual a 25% de nosso lucro líquido nos exercícios findos em 2014 e 2015, será mantido no Patrimônio Líquido na reserva para dividendos obrigatórios não distribuídos, a ser pago o mais breve possível conforme nossa situação financeira permita, nos termos do §5º do artigo 202 da Lei nº 6.404/1976.

Qualquer valor remanescente após o pagamento do dividendo obrigatório sobre ações ordinárias deve ser distribuído de forma igual e proporcional à totalidade das ações preferenciais e ordinárias.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, com início no exercício social de 2005, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do Conselho de Administração, de acordo com o mesmo prazo.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Qualquer dividendo intermediário pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intermediário tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores Disponíveis para Distribuição

O valor disponível para a distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

Os dividendos obrigatórios são calculados com base no lucro líquido corrigido, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) dos valores destinados à constituição das reservas para contingências e reversão das mesmas reservas constituídas em exercícios sociais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à respectiva reserva, e quaisquer lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

Somos obrigados a manter uma reserva legal de 5% do lucro líquido de cada exercício até atingir 20% do capital social da Companhia, de acordo com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o saldo da mesma e das outras reservas de capitais constituídas excederem 30% da totalidade do capital social da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou coligadas informado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também são considerados lucros a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e do Estatuto Social de nossa Companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa Companhia.

Juros sobre o Capital Próprio

As empresas brasileiras estão autorizadas a distribuir dividendos sob a forma de despesa de juros nocionais dedutíveis no patrimônio líquido, de acordo com a Lei nº 9.249/1995, de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada. O montante de juros dedutíveis que podem ser pagos é calculado aplicando a variação pro rata diária da TJL sobre o patrimônio líquido durante o período relevante e não pode exceder mais que:

- 50,0% do lucro líquido (antes de levar em conta essa distribuição e quaisquer deduções para o imposto de renda e depois de considerar as deduções de contribuições sociais sobre o resultado do exercício) em relação ao qual o pagamento é efetuado; ou

- 50,0% das reservas de lucros e lucros retidos.

Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se no Banco Central de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo, de juros sobre o capital ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs de ações preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs de ações ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Os dividendos e juros sobre capital próprio sobre o mínimo estabelecido nos estatutos da companhia são reconhecidos quando aprovados pelos acionistas na Assembleia Geral.

Câmbio Monetário

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares norte-americanos e fará com que esses dólares sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. Na hipótese de o custodiante ser incapaz de converter imediatamente os reais recebidos a título de dividendos em dólares norte-americanos, o montante em dólares a ser pago a detentores de ADRs poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos

aludidos dividendos. O real valorizou cerca de 17,83% em relação ao dólar norte-Americano em 2016. Veja o "Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados ao Brasil – O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio".

Os dividendos relacionados às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital próprio fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Veja o "Item 10. Informações Adicionais –Tributação – Considerações Fiscais Brasileiras – Tributação de Dividendos" e "Considerações sobre Impostos Norte-Americanos – Tributação de Distribuições". Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos da Segunda Alteração e Consolidação dos Contratos de Depósito, o banco depositário provisionará os recursos a serem convertidos em dólares norte-americanos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

A tabela a seguir apresenta o histórico recente de declarações de dividendos e juros sobre o capital próprio de nossas ações ordinárias e preferenciais. Para cada exercício na tabela, o pagamento dos dividendos ocorreu durante o exercício posterior à declaração. Para os períodos indicados, os dividendos pagos por ação ordinária e por ação preferencial foram os mesmos. Veja o "Item 3. Informações Relevantes – Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas".

Histórico de Declaração de Dividendos e Juros sobre o Capital (1)

Dividendo Ano	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R$)(2)	(US$)(3)	(R$)(2)	(US$)(3)
2014	266.619.949	87.019.795	530.697.050	173.209.651
2015(4)	211.996.628	61.364.700	421.971.371	122.144.143
2016 (5)	126.996.000	39.037.255	253.004.000	77.770.810
2016 (6)	-	-	203.986.000	62.703.184

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados no exercício no qual são declarados como correspondentes, se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados.

(2) Os valores em reais são expressos em reais nominais.

(3) Os valores em dólares norte-americanos aqui demonstrados são apenas uma referência para o investidor e foram calculados dividindo-se o valor de dividendos e juros sobre o capital próprio pagos, expressos em reais nominais, pela taxa de câmbio divulgada pelo Federal Reserve Board nos respectivos "record dates": 31 de dezembro de 2014 e para os dividendos e juros sobre o capital próprio referentes a 2015, a taxa de câmbio utilizada foi de 29 de abril de 2016 e para dividendos e juros sobre capital próprio relativos a 2016, sendo a taxa de câmbio utilizada foi de 30 de dezembro de 2016. Para mais informações sobre a taxa de câmbio utilizada para conversão dos dividendos e juros sobre capital próprio a serem pagos aos detentores de ADSs, favor consultar a seção "Taxa de Câmbio" acima.

(4) Os dividendos de 2015 referem-se aos valores que foram aprovados nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária realizadas em 29 de abril de 2016. Os dividendos declarados para o exercício social de 2015 foram pagos em 29 de dezembro de 2016.

(5) De acordo com proposta das Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária realizada em 12 de maio de 2017, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre o Capital Próprio no valor total de R$ 380 milhões, dos quais R$ 127 milhões para as ações ordinárias e R$ 253 milhões às ações preferenciais, utilizando o saldo da Reserva de Lucros Acumulados a Pagar aos acionistas cujos nomes estavam inscritos no Registo Nominal de Ações em 26 de dezembro de 2016. O montante declarado às ações preferenciais foi devido ao dividendo mínimo obrigatório para 2016.

(6) Os dividendos de 2016 referem-se aos valores que foram aprovados nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária realizadas em 12 de maio de 2017.

Item 9. Detalhes Sobre a Oferta e Listagem de Ações

Mercado de Negociação

O principal mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2016, são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG" desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs de ações preferenciais eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs de Ações Preferenciais são evidenciadas por ADRs de ações preferenciais emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme aditado em 11 de junho de 2007, celebrado entre nossa Companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de Ações Preferenciais evidenciados pelos ADRs de Ações Preferenciais emitidos de acordo com seus termos. A partir de 31 de dezembro de 2016, existiam aproximadamente 239.997.816 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 28,64% de nossas 838.076.946 ações preferenciais.

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2016 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG.C" desde 12 de junho de 2007, quando estabelecemos um programa de American Depositary Shares para nossas ações ordinárias. As ADSs de ações ordinárias são evidenciadas por ADRs de ações ordinárias emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de ações ordinárias evidenciadas pelos ADRs de ações ordinárias emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2016, existiam aproximadamente 411.267 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,10% de nossas 420.764.708 ações ordinárias.

Em 30 de dezembro de 2016, o preço de fechamento por ação preferencial na BM&FBovespa foi de R$ 7,71 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi de US$ 2,28.

Em 30 de dezembro de 2016, o preço de fechamento por ação ordinária na BM&FBovespa foi de R$ 7,88 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi de US$ 2,53.

Constam no quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na BM&FBovespa e de ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
Período	Preço em R$		Preço em US$		Preço em R$		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2012	14,94	8,57	7,72	4,28	17,40	9,65	8,88	4,65
2013	14,50	10,45	7,09	4,76	14,09	10,32	6,99	4,67
2014	19,29	10,1	8,46	4,42	18,46	10,04	8,35	4,25
2015	16,26	6,0	5,50	1,30	16,08	5,76	5,35	1,44
2016	10,03	4,39	3,20	1,08	9,97	7,09	3,08	1,02
2015								
1° Trimestre	14,12	11,60	5,33	3,46	13,37	10,95	4,97	3,51
2° Trimestre	16,26	11,65	5,50	3,60	16,08	11,50	5,35	3,71
3° Trimestre	12,00	6,57	3,72	1,65	11,97	6,48	3,86	1,61
4° Trimestre	7,93	6,00	2,61	1,30	8,06	5,76	2,14	1,44
2016								
1° Trimestre	8,62	4,39	2,43	1,08	8,70	4,10	2,42	1,02
2° Trimestre	8,30	5,43	2,30	1,43	8,26	5,16	2,30	1,40
3° Trimestre	10,03	7,12	3,20	2,15	9,97	7,09	3,08	2,08
4° Trimestre	9,85	7,36	3,18	2,05	9,85	7,06	3,07	2,06
2017								
1° Trimestre	14,70	7,79	4,75	2,09	12,04	7,40	2,25	3,84
Novembro de 2016	9,38	7,55	3,01	2,22	9,40	7,07	2,86	2,02
Dezembro de 2016	8,03	7,07	2,66	1,97	7,74	6,77	2,35	1,98

Período	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Preço em R$		Preço em US$		Preço em R$		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
Janeiro de 2017	9,78	7,79	3,20	2,09	9,28	7,40	2,87	2,25
Fevereiro de 2017	14,70	9,65	4,75	2,90	11,74	8,63	3,76	2,71
Março de 2017	13,90	10,86	4,35	3,49	12,04	9,01	3,84	2,86
Abril de 2017	12,19	9,11	3,75	2,90	10,48	8,50	3,29	2,62

A tabela a seguir representa os dividendos de ações pagos sobre as ações ordinárias e preferenciais e suas respectivas ADSs ordinárias e preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação e ADS:

Registro de dividendos em ações pagos sobre ações ordinárias e preferenciais e ADSs ordinárias e preferenciais

Ano	%	Deliberação	Data de Registro Brasil	Data de Pagamento Brasil	Data de Registro NYSE	Data de Pagamento NYSE
2012	25,00%	27/04/2012	27/04/2012	04/05/2012	02/05/2012	11/05/2012
2013	12,85%	30/04/2013	30/04/2013	07/05/2013	06/05/2013	14/05/2013
2014	30,76%	26/12/2013	26/12/2013	03/01/2014	26/12/2013	10/01/2014
2015	25,00%	30/04/2015	30/04/2015	28/12/2015	06/05/2015	05/01/2016
2016	25,00%	29/04/2016	29/04/2016	29/12/2016	04/05/2016	05/01/2017

Os valores de mercado das ações e respectivas ADSs foram ajustados ao novo número de ações, após dividendo em ações.

Desde 12 de julho de 2002, nossas ações têm sido negociadas na LATIBEX, sob o símbolo "XCMIG". A LATIBEX é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar o mercado de negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na BM&FBovespa

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na BM&FBovespa, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na BM&FBovespa está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a BM&FBovespa possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

A negociação na BM&FBovespa é conduzida das 10h00 às 17h00 ou das 11h00 às 18h00 (durante o horário de verão no Brasil). A BM&FBovespa também permite a negociação entre 17h30 às 18h00 ou das 18h30 às 19h00 (durante o horário de verão no Brasil) durante um período de negociação diferente chamado after market. As negociações durante o after market estão sujeitas a limites regulatórios sobre a volatilidade dos preços e sobre o volume de ações negociadas através de corretores da internet.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na BM&FBovespa são liquidadas em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação separada que mantém contas em nome das sociedades corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da BM&FBovespa é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia, ou CBLC.

A fim de coordenar melhor a volatilidade, a BM&FBovespa adotou o mecanismo de suspensão do pregão (circuit breaker) em conformidade com o qual os pregões podem ser suspensos: (i) pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior; (ii) por uma hora, se o índice da bolsa cair 15% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação; e (iii) por determinado período a ser definido pela BM&FBovespa, se o índice dessa bolsa cair 20% ou mais em relação ao índice registrado no fechamento do pregão anterior, após a reabertura da negociação. O preço mínimo e máximo é baseado em um preço de referência para cada ativo, que será a cotação de fechamento do pregão anterior, ao considerar o ativo no início do dia anterior à primeira negociação ou o preço da primeira negociação do dia. O preço de referência do ativo será alterado durante o pregão se houver um leilão provocado pelo limite intradiário sendo violado. Neste caso, o preço de referência será o do leilão.

A BM&FBovespa liquida a venda de ações três dias úteis após a sua realização, sem ajuste monetário do preço de compra. As ações são pagas e entregues por meio de um agente de liquidação afiliado à BM&FBovespa. A BM&FBovespa realiza compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para a entrega de ações. De acordo com os regulamentos da BM&FBovespa, a liquidação financeira é efetuada pelo sistema de transferência de reservas do Banco Central. Os títulos são transferidos pelo sistema de custódia da BM&FBovespa. Tanto a entrega como o pagamento são finais e irrevogáveis.

A negociação na BM&FBovespa é significativamente menos líquida do que as negociações na NYSE ou em outras grandes bolsas pelo mundo. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possam ser negociadas na BM&FBovespa, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas estão realmente disponíveis para negociação pelo público, o restante detido por um grupo controlador ou entidades governamentais.

A negociação na BM&FBovespa por parte de detentores não residentes no Brasil para fins de tributação no Brasil, ou "detentor não brasileiro", está sujeita a certas limitações nos termos da regulamentação brasileira sobre investimentos estrangeiros. Com exceções limitadas, os detentores não brasileiros podem negociar em bolsas de valores brasileiras de acordo com os requisitos da Resolução CMN nº 4.373/2014, que exige que os títulos detidos por detentores não brasileiros sejam mantidos na custódia de instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central e pela CVM ou em contas de depósito com instituições financeiras. Além disso, a Resolução nº 4.373/2014 exige que detentores não brasileiros restrinjam a negociação de valores mobiliários a operações na BM&FBovespa ou em mercados de balcão qualificados. Com algumas exceções, os detentores não brasileiros não podem transferir a propriedade de investimentos feitos sob a Resolução nº 4.373/2014 para outros detentores não brasileiros por meio de uma transação privada.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na BM&FBovespa e nunca sofreram suspensão em sua negociação nos últimos cinco anos, exceto pela utilização, pela BM&FBovespa, do mecanismo de circuit breaker em algumas poucas ocasiões em 2008 com relação à negociação de todas as ações listadas na BM&FBovespa.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa. As regras referentes a esse segmento de governança corporativa estão incluídas no Regulamento do Nível 1 de Governança Corporativa, alterado em 21 de março de 2011 pela BM&FBovespa e aprovado pela CVM. Esta revisão de regras entrou em vigor em 10 de maio de 2011. Entre as obrigações incluídas nesses regulamentos, estamos obrigados a:

- apresentar nossas demonstrações de posição financeira consolidadas, Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas, ou DFP; Demonstração do Resultado consolidado, Demonstrações Financeiras Trimestrais, ou ITR, e o Formulário de Referência;
- incluir, nas notas explicativas às nossas Demonstrações Financeiras Trimestrais, ou ITR, uma nota sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações fornecidas nas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;
- divulgar qualquer participação societária direta ou indireta por tipo e classe que ultrapasse 5% de cada tipo e classe do capital social da Companhia, ao nível de acionistas individuais, assim que a Companhia receber essas informações;
- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser representativa de, no mínimo, 25% do nosso capital social;
- divulgar, até 10 de dezembro de cada ano, um cronograma anual de eventos corporativos contendo pelo menos a data de (a) atos e eventos corporativos, (b) reuniões públicas com analistas e outras partes aplicáveis e (c) divulgação de informações financeiras agendadas para o próximo exercício fiscal. Qualquer mudança nos eventos agendados deve ser informada à BM&FBovespa e ao público com pelo menos cinco dias de antecedência;
- realizar pelo menos uma reunião anual com analistas de mercado e quaisquer outras partes interessadas para divulgar informações sobre sua situação financeira, projetos e perspectivas;
- preparar, divulgar e apresentar à BM&FBovespa uma política de negociação de valores mobiliários e um código de conduta que estabeleça os valores e princípios que norteiam a Companhia, o acionista controlador, os membros do conselho de administração e do conselho fiscal, quando instalado; e os membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou de assessoramento criados pelo Estatuto;
- estabelecer que a duração do mandato de nosso Conselho de Administração não deve exceder dois anos, com a possibilidade de reeleição;

- ter pessoas diferentes ocupando os cargos de presidente do conselho de administração e de diretor-presidente ou de principal executivo de nossa companhia;
- adotar mecanismos que possibilitem a dispersão de capital em qualquer oferta pública de ações através da adoção de procedimentos especiais, tais como garantir o acesso a todos os investidores interessados ou distribuir a indivíduos ou investidores não institucionais pelo menos 10% do total a ser distribuído; e
- incluir em nosso Estatuto as disposições obrigatórias exigidas pela BM&FBovespa.

Divulgação de Transações por Pessoas com Acesso a Informações Privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários exige que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou assessor divulguem a nós, à CVM e à BM&FBovespa o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e controladas que sejam possuídas por eles ou por pessoas proximamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à negociação de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) deve ser divulgada pela Companhia para a CVM e a BM&FBovespa dentro de 10 dias após o final do mês no qual ocorreram, ou do mês no qual os administradores da Companhia foram empossados.

Divulgação de Ato ou Fato Relevante

Segundo a legislação brasileira sobre valores mobiliários, devemos divulgar qualquer ato, ou fato relevante relacionado a nossos negócios à CVM e à BM&FBovespa. Também nos é exigido publicar um anúncio de tais atos ou fatos relevantes. Um ato ou fato é considerado relevante se ele possui um impacto relevante: no preço de nossos valores mobiliários, na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter nossos valores mobiliários ou na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer de nossos valores mobiliários. Sob circunstâncias extraordinárias, os atos ou fatos relevantes podem deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação colocará em risco interesse legítimo da companhia, sendo que, tanto os controladores como os administradores devem imediatamente publicar o ato ou fato relevante se perderem o controle da informação ou no caso de alterações atípicas nos preços das ações ou no volume negociado.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais".

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são regidos pela Lei nº 6.385 promulgada em 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo CMN e pelo Banco Central, que possui, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de sociedades corretoras, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio. Essas leis e regulamentos, entre outros, preveem requisitos para divulgação aplicáveis aos emissores de valores mobiliários negociados, proteção de acionistas não controladores e penalidades criminais por informações privilegiadas (*insider trading)* e manipulação de preços. Eles também preveem o licenciamento e supervisão de corretoras e governança da Bolsas de Valores Brasileira. No entanto, os mercados de valores mobiliários brasileiros não são completamente regulamentados e supervisionados quanto os mercados de valores norte-americanos.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, uma companhia é ou pública, como a nossa empresa, ou de capital fechado. Todas as companhias de capital aberto como a nossa, encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas às exigências de prestação de informações. Uma empresa registrada na CVM pode ter seus valores mobiliários negociados nas bolsas de valores brasileiras -ou- no mercado brasileiro de balcão. Nossas ações ordinárias são listadas e negociadas na BM&FBovespa e podem ser negociadas em particular, sujeitas a algumas limitações, entre indivíduos nos quais uma instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na BM&FBovespa na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da BM&FBovespa ou da CVM, entre outros motivos, baseada ou devido à convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas em que uma instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária. Nenhum requerimento especial, além do registro na

CVM, é necessário para que uma companhia de capital aberto possa negociar neste mercado. A CVM exige a notificação de todas as operações realizadas no mercado de balcão brasileiro pelos respectivos intermediários.

A negociação na BM&FBovespa por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos dos Estados Unidos para o exterior visando os pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações, a fim de remeter o produto da venda a ela relacionada. Na hipótese de um detentor de ADSs de ações preferenciais permutar suas ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou um detentor de ADSs de ações ordinárias permutar suas ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, o investidor deverá obter registro nos termos da Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 4.373, promulgada em 29 de setembro de 2014, a qual regula o investimento de investidores não residentes no Brasil nos mercados financeiros e de capitais brasileiros. Veja o "Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais".

Item 10. Informações Adicionais

Memorando e Contrato Social

Estatuto Social

Somos uma companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro NIRE conferido à nossa companhia pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é: 5804055. Segue abaixo o resumo de algumas disposições significativas (i) do nosso Estatuto Social, conforme alterado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 14 de junho de 2016, e (ii) da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. A descrição de nosso Estatuto Social aqui especificado não pretende ser completa e está discriminada por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º de nosso Estatuto Social, fomos constituídos com quatro principais objetivos:

(i) construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos;

(ii) desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em quaisquer 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) e a exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social, incluindo o desenvolvimento e a exploração de sistemas de telecomunicação e de informação.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a pagamento de dividendo mínimo de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do valor patrimonial líquido correspondente a cada ação preferencial. Os detentores de nossas ações preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência na hipótese de reembolso de ações. As ações preferenciais não conferem direito de voto a seu titular nas Assembleias Gerais.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas ou jurídicas) serão integralizadas de acordo com a decisão da Assembleia Geral que dirimir a questão.

O artigo 171 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que cada acionista possui direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs de ações preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs de ações ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ações ordinárias, conforme o caso, emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. Veja a seção "Item 3. Fatores de Riscos – Riscos Relativos às Ações Preferenciais, Ações Ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias – O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários".

Acionistas Minoritários

Nosso Estatuto Social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, respectivamente, em votação separada, conforme mais detalhadamente descrito em "– Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Minoritários".

Dividendos

Para uma discussão sobre nossa política de dividendos, veja "Item 8. Informações Financeiras – Política de Dividendos e Pagamentos".

Assembleias Gerais

As Assembleias Gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta na Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As Assembleias Gerais Ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de no mínimo 15 dias. A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os atos elencados a seguir sejam aprovados exclusivamente na Assembleia Geral:

- examinar as contas da gestão, debater e votar as Demonstrações Financeiras;
- deliberar sobre o destino do lucro líquido do exercício e distribuição de dividendos;
- eleição e/ou destituição de membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal, estabelecimento das remunerações dos membros e de um orçamento adicional para remuneração dos comitês;
- aprovação de correções da expressão monetária do capital social da Companhia;
- qualquer mudança no Estatuto Social;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou o Estatuto Social;
- deliberar sobre a avaliação dos ativos dos acionistas para a formação do capital social;
- emissão de partes beneficiadas;
- emissão de debêntures;
- a inserção da Companhia em outra sociedade, sua dissolução, transformação, cisão, fusão ou liquidação, bem como a nomeação e/ou destituição do respectivo liquidante e suas contas;
- eleição e/ou destituição, em qualquer momento, de membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal;
- qualquer medida relativa à falência ou concordata;

Como regra geral, o voto afirmativo de acionistas representando, no mínimo, a maioria de nossas ações ordinárias em circulação, presentes pessoalmente ou representados por procuração em Assembleia Geral de Acionistas, é obrigado a aprovar ou ratificar qualquer medida proposta. As abstenções não são levadas em conta. No entanto, o voto afirmativo de acionistas que representem a maior parte de nosso capital social emitido e em circulação será exigido para:

- criar ações preferenciais ou aumentar de modo desproporcional uma classe existente de ações preferenciais relativas a outras classes de ações, a menos que a medida seja prevista ou autorizada por nosso Estatuto Social;
- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais; ou criar nova classe com maiores prerrogativas do que as classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- fazer qualquer alteração aos objetos corporativos da Companhia;
- operações de incorporação ou fusão de nossa companhia com outras companhias;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em um grupo de sociedades;
- requerer cancelamento de nosso estado de liquidação;
- aprovar a dissolução da Companhia;
- aprovar a criação de partes beneficiárias; e/ou
- aprovar a incorporação de todas as nossas ações para outra companhia de forma a nos colocar como uma subsidiária integral desta outra companhia.

Os acionistas poderão ser representados em Assembleia Geral por procurador constituído a não mais que um ano da data da assembleia. Para estar habilitado a representar um acionista em Assembleia Geral, o procurador deverá ser um acionista, ou um de nossos diretores, membro do Conselho de Administração ou advogado. Em companhias abertas, como a nossa, o procurador também pode ser uma instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração poderá comumente convocar nossas Assembleias Gerais. As assembleias também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração deixe de convocar uma Assembleia Geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, nos termos das leis aplicáveis, ou uma Assembleia Geral Extraordinária, quando assuntos graves e urgentes afetarem a Companhia;
- por qualquer acionista, sempre que o Conselho de Administração deixar de convocar uma Assembleia Geral no prazo de 60 dias da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações ou por nosso Estatuto Social;
- por acionistas detentores de no mínimo 5% de nosso capital social, se o Conselho de Administração deixar de convocar uma Assembleia Geral no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da Assembleia Geral, com indicação dos assuntos a serem discutidos; e
- por acionistas detentores de no mínimo 5% de nosso capital social votante ou por 5% dos acionistas sem direito a voto, se o Conselho de Administração deixar de convocar uma Assembleia Geral no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para realizar uma sessão do Conselho Fiscal.

Procedimento de votação à distância

De acordo com a Instrução CVM nº 561, é obrigatório que o voto à distância – um sistema de voto ausente – esteja disponível para as Assembleias Gerais Ordinárias (Anual) e Extraordinárias de Acionistas realizadas para a eleição dos membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal.

Os acionistas podem exercer o voto em Assembleias Gerais mediante o preenchimento e entrega do Boletim de Voto à Distância, ou BVD, que deve conter todos os assuntos a serem deliberados. A entrega do BVD poderá ser efetuada por intermédio do agente de custódia, do administrador das ações escriturais ou diretamente na Companhia.

O objetivo do voto à distância é aumentar a participação dos acionistas em assembleias, facilitando o processo de votação/representação. Além disso, possibilita uma redução de custos relacionados à participação e representação nesses eventos.

Em consonância com os dispositivos legais, a CEMIG adota, desde o início do ano corrente, o dispositivo de voto à distância.

O Conselho de Administração

Nosso Estatuto Social determina que nosso Conselho de Administração deve ser composto por 15 conselheiros e 15 suplentes. Um conselheiro será designado Presidente e outro conselheiro será designado Vice-Presidente.

Cabe ao nosso Conselho de Administração, entre outras funções:

- fixar a estratégia/orientação geral dos negócios da companhia;
- eleger e destituir Diretores;
- deliberar, previamente à sua celebração, sobre os contratos entre a Companhia e qualquer um de seus acionistas ou empresas que sejam controladoras destes, sejam por eles controladas ou estejam sob seu controle;
- deliberar, por proposta da Diretoria, sobre a alienação ou constituição de ônus sobre bens do ativo permanente de nossa companhia ou a prestação de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R$ 14 milhões;
- deliberar, por proposta da Diretoria, sobre os projetos de investimento da nossa companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e a constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia que, individualmente ou em conjunto, apresentem valor igual ou superior a R$ 14 milhões, inclusive aportes em subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios de que participe;
- convocar a Assembleia Geral;

- fiscalizar a gestão da Diretoria, podendo examinar, a qualquer momento, nossos livros e papéis, bem como solicitar informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;
- escolher e destituir os auditores independentes, entre empresas de renome internacional autorizadas pela CVM a auditar companhias abertas;
- liderar as atividades de auditoria interna;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, o início dos processos administrativos de licitação e os procedimentos de dispensa ou não exigência de licitação e os contratos correspondentes, no valor de R$ 14 milhões ou mais;
- autorizar a emissão valores mobiliários, nos mercados de capitais local e internacional, para a captação de recursos, na forma de debêntures, notas promissórias, *commercial papers* e outros;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a interposição de ações judiciais e processos administrativos, acordos judiciais e extrajudiciais, quando o valor for superior ou igual a R$ 14 milhões;
- autorizar a emissão valores mobiliários, nos mercados de capitais local e internacional, para a captação de recursos, na forma de debêntures, notas promissórias, *commercial papers* e outros;
- delegar à Diretoria a competência para autorizar a celebração de contratos de comercialização de energia elétrica e de prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação;
- aprovar o Plano Diretor, o Plano Plurianual e Estratégico e o Orçamento Anual, bem como suas alterações e revisões;
- anualmente, fixar as diretrizes e estabelecer os limites, inclusive financeiros, para os gastos com pessoal, incluindo a concessão de benefícios e acordos coletivos de trabalho, sujeitos à competência da Assembleia Geral e o Orçamento Anual aprovado;
- autorizar o exercício do direito de preferência e os acordos de acionistas ou de voto em subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios de que participe a companhia, exceto no caso das subsidiárias integrais CEMIG D e CEMIG GT, para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da Assembleia Geral de Acionistas;
- aprovar as declarações de voto nas Assembleias Gerais e as orientações de voto nas reuniões dos Conselhos de Administração das subsidiárias integrais, controladas, coligadas e dos consórcios de que participe a Companhia, quando envolver participação no capital de outras sociedades ou consórcios, devendo as deliberações, em qualquer caso e não somente nas matérias relativas à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, observar as disposições do presente Estatuto, o Plano Diretor e o Plano Plurianual e Estratégico;
- aprovar a constituição de, e a participação no capital social em quaisquer sociedades, empreendimentos ou consórcios;
- aprovar a nomeação dos comitês, nos termos do Regimento Interno: cada comitê poderá, antes da licitação do Conselho de Administração, emitir um parecer, que não será obrigatório: (i) nos assuntos sobre os quais a competência lhe é atribuída pelo Regulamento Interno; e (ii) em relação a qualquer assunto, sempre que solicitado por pelo menos dois terços dos membros do Conselho de Administração; e
- autorizar as provisões contábeis da Companhia, em valor igual ou superior a R$ 14 milhões, mediante proposta da Diretoria.

O limite financeiro estabelecido será corrigido, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado, ou IGPM, publicado pela Fundação Getúlio Vargas. A partir de janeiro de 2017, esse limite foi ajustado para R$ 20.560 milhões.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, conselheiros de companhias geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos das leis da maioria dos estados dos Estados Unidos, incluindo um dever de lealdade para com a companhia, um dever de não negociar em causa própria e o dever de usar de atenção na administração dos assuntos da companhia. Nossos conselheiros e diretores poderão ser considerados responsáveis por quebra do dever para conosco e para com nossos acionistas e poderão estar sujeitos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou nossos acionistas.

Não existem provisões em nosso Estatuto Social relacionadas: (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) aos poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii)

aos limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião que se realizará após a eleição de seus membros, cabendo ao Vice-Presidente substituir o Presidente em suas ausências ou impedimentos para o exercício de suas funções.

Nossos acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos conselheiros na Assembleia Geral em que os conselheiros forem eleitos.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos previstos na legislação brasileira. Nosso Estatuto Social está em conformidade com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos Essenciais

O artigo 109 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que as companhias não poderão privar seus acionistas de certos direitos em algumas circunstâncias. Esses direitos de acionistas incluem:

- direito de participar dos lucros sociais;
- direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- direito de fiscalizar nossa gestão, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressalvadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias conferem direito de voto a seus detentores, sendo que cada ação ordinária confere direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios fiscais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um portador de ações preferenciais adquire direitos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de ação ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um detentor de ações ordinárias ou de ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente no Brasil ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs de ações preferenciais somente deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário, conforme os termos da Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, e os detentores de ADSs de ações ordinárias somente deverão votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário, conforme os termos do Contrato de Depósito de ADSs de Ações Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará ao seu titular o direito a um voto.

Direitos de Resgate

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações prevê que, em circunstâncias limitadas, um acionista tem o direito de retirar sua participação acionária da companhia e receber o pagamento da parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação. Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não são resgatáveis, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, de obter resgate com base em deliberação aprovada em assembleia geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto, deliberação essa para:

- criar ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais sem manter a relação existente com a classe restante de ações preferenciais, salvo quando já estipulado ou autorizado pelo Estatuto Social;
- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;

- alterar o objeto social da Companhia;
- unificar-se ou consolidar-se com outra empresa, observadas as condições previstas na Lei das Sociedades por Ações;
- transferir a totalidade de nossas ações para outra companhia de forma a nos tornar subsidiária integral de tal companhia, conhecido como incorporação de ações;
- aprovar a aquisição do controle de outra sociedade por preço que exceda certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- cisões, sujeitas às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- transformação da companhia em outro tipo societário;
- participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações e sujeito às condições nele previstas;

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra, poderão exigir que a Companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) (7) e (10) supra apenas poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez ou dispersão por ocasião da deliberação do acionista. O direito de retirada referido no item (8), por sua vez, só poderá ser exercido se a cisão resultar em: (a) mudança do objeto social, salvo quando o patrimônio cindido for vertido para sociedade cuja atividade preponderante coincida com a decorrente do objeto social da sociedade cindida; redução do dividendo obrigatório; ou (c) participação em grupo de sociedades. Ressalte-se, ainda, que na hipótese do item (11), o direito de retirada se aplica a todos os acionistas da companhia, e não apenas àqueles que tenham sido dissidentes na respectiva Assembleia Geral. O direito de resgate caducará 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas pertinente, exceto: (a) no caso dos itens (1) e (2) supra, caso a deliberação esteja sujeita a confirmação pelos detentores de ações preferenciais (que deverá ser efetuada em Assembleia Geral Extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da Assembleia Geral Extraordinária; ou (b) no caso do item (11) acima, hipótese em que o prazo de 30 dias deverá ser contado do fim do prazo de 120 dias para que a companhia resultante de incorporação, fusão ou cisão obtenha registro de companhia aberta e tenha suas ações negociadas no mercado secundário.

Nossa Companhia tem o direito de reconsiderar qualquer ato que dê origem a direitos de resgate dentro de 10 dias corridos do vencimento de tais direitos se o resgate de ações de acionistas dissidentes colocar em risco a estabilidade financeira da Companhia. A Lei nº 9.457, promulgada em 5 de maio de 1997, que alterou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às companhias resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso Estatuto Social atualmente não prevê que nosso capital social poderá ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a Assembleia Geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da Assembleia Geral.

Direitos de Acionistas Minoritários

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que os acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que sejam apontados atos violadores da legislação brasileira ou do Estatuto Social da companhia, ou que tenham sido violados, ou haja suspeita fundada de que graves irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;
- direito de exigir que os administradores da Companhia revelem:
  - (i) o número dos valores mobiliários de emissão da companhia ou de sociedades controladas, ou do mesmo grupo, que tiver adquirido ou alienado, diretamente ou através de outras pessoas, no exercício anterior;
  - (ii) as opções de compra de ações que a administração contratou ou exerceu no exercício anterior;
  - (iii) os benefícios ou vantagens, indiretas ou complementares, que tenham recebido ou estejam recebendo da companhia, ou de sociedades coligadas, controladas ou do mesmo grupo;

(iv) as condições dos contratos de trabalho que tenham sido firmados pela companhia com os diretores e empregados de alto nível; e/ou

(v) quaisquer atos ou fatos relevantes em relação às atividades da companhia.

- o direito de exigir o fornecimento, pelos membros do Conselho Fiscal, de informações sobre assuntos de sua competência;
- o direito de convocar Assembleias Gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e
- o direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na Assembleia Geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Os acionistas minoritários que possuem, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias em circulação (uma vez que pelo menos 10% de nossas ações ordinárias em circulação são detidas por acionistas minoritários), e também detentores de nossas ações preferenciais, têm o direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm o direito de comparecer às assembleias gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito de voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente para o Conselho de Administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terão direito de combinar suas participações para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração.

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma Assembleia Geral sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe prejudicada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações preferenciais, tais como alterações nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização, poderão resultar no exercício de direitos de retirada pelos detentores de ações afetadas.

Fechamento do Capital e Baixa de Registro na BM&FBovespa

O cancelamento de nosso registro de companhia aberta, deverá ser precedido por oferta pública por parte de nossos acionistas controladores ou de nossa própria companhia para aquisição da totalidade de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o valor de mercado dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações; e
- os acionistas que detiverem mais de dois terços de nossas ações em circulação tenham expressamente concordado com a decisão de nossa companhia de se tornar fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o preço justo será pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: Patrimônio líquido contábil, patrimônio líquido avaliado a preço de mercado, fluxo de caixa descontado, de comparação por múltiplos, cotação de nossas ações no mercado de valores mobiliários ou com base em outro método de avaliação aceito pela CVM. O preço da oferta poderá ser revisado caso seja contestado no prazo de 15 dias a contar da divulgação do valor da oferta pública, por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, mediante solicitação enviada à nossa administração requerendo que seja convocada assembleia geral extraordinária para o fim de decidir se serão pedidas novas avaliações com emprego do mesmo método de avaliação ou de outro método de avaliação. Nossos acionistas que pedirem nova avaliação e os que aprovarem tal pedido nos reembolsarão pelos custos incorridos caso a nova avaliação seja inferior à avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja superior, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirá-la.

Arbitragem

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e respectiva regulamentação, litígios entre acionistas estarão sujeitos à arbitragem se previsto no Estatuto Social da companhia. Atualmente, nosso Estatuto Social não prevê arbitragem.

Contratos Relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, veja o "Item 4. Informações sobre a Companhia" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

Controles de Câmbio

Não há restrições à titularidade de ações preferenciais ou ordinárias de instituições não financeiras por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de converter em moeda estrangeira pagamentos de dividendos e recursos da venda de ações preferenciais ou de ações ordinárias e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação que rege os investimentos estrangeiros, a qual exige, de modo geral, entre outras coisas, que se registre o investimento no Banco Central e na CVM. Essas restrições referentes à remessa de capital estrangeiro para o exterior podem causar empecilho ou impedir que o custodiante de nossas ações ordinárias representadas por nossas ADSs ou acionistas titulares de ações ordinárias convertam dividendos, distribuições ou recursos obtidos com a venda dessas ações em dólares norte-americanos e remetam os dólares norte-americanos para o exterior. Os titulares de nossas ADSs poderiam ser adversamente afetados por atrasos ou pela recusa por parte de órgãos do governo de conceder uma aprovação exigida para a conversão de pagamentos em moeda brasileira referentes às ações ordinárias subjacentes às nossas ADS e para remessas ao exterior dos recursos obtidos.

Desde 30 de março de 2015, a Resolução do CMN nº 4.373/2014, de 29 de setembro de 2014, está plenamente em vigor e estipula que sejam emitidos certificados de depósito em mercados estrangeiros referentes às ações de emissores brasileiros. A Resolução do CMN nº 4.373/2014, entre outros atos, revogou a Resolução do CMN nº 1.927/1992, promulgada em 18 de maio de 1992; a Resolução do CMN nº 1.289/1987, de 20 de março de 1987; e a Resolução do CMN nº 2.689/2000, promulgada em 26 de janeiro de 2000. De acordo com a legislação brasileira referente ao investimento estrangeiro no mercado de capitais brasileiro, os investidores estrangeiros registrados na CVM e que atuem por meio de contas de custódia geridas por agentes locais podem comprar e vender ações em bolsas de valores brasileiras sem obter certificados de registro separados para cada transação. Os investidores estrangeiros poderão registrar seus investimentos nos termos da Lei n° 4.131/1962, promulgada em 3 de setembro de 1962, conforme alterações, ou da Resolução do CMN nº 4.373, promulgada em 20 de setembro de 2014.

A Lei nº 4.131/1962 é a principal legislação referente ao investimento e participação direta de capital estrangeiro em empresas sediadas no Brasil. Ela é aplicável a qualquer quantia de capital que entra no Brasil sob a forma de moeda estrangeira, bens ou serviços. O portfólio de investimentos estrangeiros é regulamentado pela Resolução do CMN nº 4.373/2014; pela Instrução da CVM nº 559/2015, promulgada em 27 de março de 2015, que regula a aprovação, por parte da CVM, de programas de ADRs; bem como pela Instrução da CVM nº 560/2015, promulgada em 27 de março de 2015, que regula o registro de transações e a prestação de informações por parte de investidores estrangeiros, em conformidade com o disposto na Resolução do CMN nº 4.373/2014.

A partir de 1º de janeiro de 2016, os investidores estrangeiros que pretendam ser registrados na CVM devem satisfazer as exigências da Instrução da CVM nº 560/2015. De acordo com a Resolução CMN nº 4.373/2014, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo, domiciliados ou que tenham sede no exterior. Para se tornar um investidor nos termos da Resolução nº 4.373, o investidor estrangeiro deve:

- nomear pelo menos um representante no Brasil, com poderes para praticar atos relativos aos seus investimentos;
- indicar um agente custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos, que deverá ser uma instituição financeira ou entidade devidamente autorizada pelo Banco Central ou pela CVM;
- nomear um representante tributário no Brasil;
- registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM, por meio de seu representante no Brasil;
- registrar seus investimentos estrangeiros junto ao Banco Central do Brasil por meio de seu representante no Brasil; e

• estar registrado na Secretaria da Receita Federal do Brasil, ou RFB, em conformidade com a Instrução Normativa da RFB nº 1.470/2014, promulgada em 30 de maio de 2014, e da Instrução Normativa da RFB nº 1.548/2015, promulgada em 13 de fevereiro de 2015.

Investimentos em ações preferenciais por meio da propriedade de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias por meio da propriedade de ADSs de ações ordinárias, deverão ser realizados de acordo com o Anexo II da Resolução CMN nº 4.373, promulgada em 29 de setembro de 2014. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias mediante o cancelamento de ADSs de ações ordinárias, podem ser realizados por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 promulgada em 3 de setembro de 1962 ou da Resolução CMN nº 4.373 de 29 de setembro de 2014, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concedem tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução CMN nº 4.373 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

O Regulamento do Anexo II prevê a emissão de certificados de depósito em mercados estrangeiros com relação às ações de emissores brasileiros. As ADSs de ações preferenciais foram aprovadas nos termos da Resolução CMN nº 1.289, a qual foi revogada pela Resolução CMN 4.373, pelo Banco Central e pela CVM, e as ADSs de ações ordinárias foram aprovadas pela CVM (uma vez que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs de ações preferenciais e às ADSs de ações ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter os dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil.

Caso o titular de ADSs de ações preferenciais permute tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permute tais ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, esse investimento deverá ser registrado junto ao Banco Central, de acordo com a Resolução nº 4.373. Em seguida, o titular não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para o exterior os ganhos auferidos com a alienação ou distribuição relativa às ações preferenciais ou ordinárias, a menos que o titular seja um investidor devidamente qualificado nos termos da Resolução nº 4.373 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e nomeie um representante no Brasil. Caso não esteja registrado, o titular estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Independentemente da qualificação nos termos da Resolução nº 4.373, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Veja "—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil".

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal poderá impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriação de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram posteriormente liberados de acordo com as diretrizes do Governo Federal. Não podemos garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição de determinadas consequências de imposto de renda nos Estados Unidos e Brasil relativamente à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na Seção 7701(a)(30) do Código Tributário Federal (Internal Revenue Code) de 1986, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito ao imposto de renda dos Estados Unidos com base no lucro líquido no que toca a ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como bens de capital, não abordando o tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito a voto da Companhia ou que poderão ficar

sujeitos a normas fiscais específicas, tais como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguro, companhias de investimento regulado, corretoras de valores mobiliários ou moedas, negociantes de valores mobiliários que escolham remarcar o mercado, "entidades de transferência" tais como sociedades ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como parte de uma operação de hedging, operações de venda construtiva, transação envolvendo compra de opções de ações ou de sua conversão em ações, para fins fiscais, bem como pessoas que possuam como moeda funcional outras que não sejam dólares norte-americanos. Se uma entidade tratada como sociedade para fins do imposto de renda nos Estados Unidos investe em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, as considerações relativas a esse investimento vão depender em parte, da situação das atividades desta entidade e do associado específico. Qualquer entidade desse tipo deve consultar seu próprio consultor fiscal sobre as considerações sobre o imposto de renda dos Estados Unidos aplicáveis a ele e seus parceiros com relação à compra, propriedade e disposição de tais ações preferenciais ou ADSs. Adicionalmente, o referido resumo não descreve quaisquer implicações no âmbito da lei estadual ou local norte-americana ou do imposto federal, do imposto sobre doações ou do imposto referente ao sistema de saúde na receita líquida de investimentos. Os acionistas norte-americanos devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais sobre esses assuntos.

Esse sumário baseia-se na legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na presente data, a qual está sujeita a alterações com eventual efeito retroativo e a diferentes interpretações. Os adquirentes em potencial de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias são encorajados a consultar seus próprios tributaristas relativamente às consequências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais consequências fiscais resultantes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, incluindo, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista nenhum tratado atualmente em vigor que disponha sobre o imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais desses países travaram entendimentos que poderão resultar em tal tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando algum tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos no Brasil

Geral – A explanação a seguir resume as principais consequências fiscais brasileiras importantes da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para efeito de tributação no Brasil. No caso do detentor de ações preferenciais ou de ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado no Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações sobre tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às consequências fiscais brasileiras do investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Tributação de Dividendos – Os dividendos pagos por nossa Companhia, incluindo dividendos na forma de ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, na medida em que tais dividendos se refiram a lucros obtidos a partir de 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro gerado antes de 1º de janeiro de 1996 encontram-se sujeitos a retenção de imposto na fonte a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado.

A partir de 2008, as normas contábeis brasileiras foram significativamente modificadas para alinhá-las às IFRS. Após a emissão dessas novas regras, foi criado um Regime Tributário de Transição, ou RTT, destinado essencialmente a assegurar a neutralidade das novas regras contábeis no âmbito do cálculo e pagamento dos impostos sobre o rendimento das pessoas jurídicas. Assim, de acordo com o RTT, as empresas brasileiras tinham que, apenas para fins de cálculo de seu lucro tributável, utilizar as regras e critérios contábeis existentes até dezembro de 2007.

Em consequência da aplicação do RTT, o lucro contábil de uma empresa brasileira pode ser significativamente maior (ou menor) que seu lucro tributável. Embora essa matéria específica não tenha sido regulamentada expressamente por lei, as autoridades fiscais brasileiras emitiram uma instrução normativa que estabelece que o valor dos dividendos pagos que exceda o lucro de uma empresa, apurado em conformidade com as regras e critérios contábeis existentes até dezembro de 2007 deve ser sujeito à tributação.

Em 14 de abril de 2014, foi promulgada a Lei nº 12.973 para, entre outras coisas, extinguir o RTT e regulamentar como deve ser apurado o lucro tributável das empresas, tomando como ponto de partida o lucro contábil calculado de acordo com as novas regras contábeis introduzidas a partir de 2008. Esta lei estabelece que os dividendos relativos a todos os lucros contábeis gerados entre janeiro de 2008 e 31 de dezembro de 2013 que excedam os apurados segundo os métodos e critérios em vigor em 31 de dezembro de 2007 não estão sujeitos à retenção na fonte e não integram o cálculo do imposto de renda e da contribuição social. Em relação a 2014, a lei não é clara, mas as autoridades tributárias afirmam que os dividendos pagos que excedam o lucro de uma empresa, calculado de acordo com as regras e critérios contábeis vigentes até dezembro de 2007 devem estar sujeitos ao imposto de renda retido na fonte à alíquota de 15% ou 25%, se o detentor não brasileiro estiver domiciliado em um país ou localidade que não imponha imposto de renda ou nos casos em que a alíquota máxima de imposto de renda seja inferior a 20% ou quando a legislação local imponha restrições à divulgação da composição acionária ou da propriedade do investimento (Jurisdição de Tributação Favorecida). A partir de 2015, em virtude da extinção do RTT, não haveria diferenças entre o resultado contábil e o lucro tributável, de forma que os dividendos gerados a partir de 2015 devem ser pagos integralmente sem implicações no que se refere a impostos retidos na fonte no Brasil.

Pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio – A Lei nº 9.249 promulgada em 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital próprio. O pagamento é calculado com base na multiplicação do valor do patrimônio líquido da Companhia pela Taxa de Juros de Longo Prazo do Governo Federal, ou TJLP, conforme estabelecido pelo Banco Central, sendo que esses pagamentos representam despesa dedutível da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido da companhia, sujeito à dedução que não excedente a:

- 50% do lucro líquido (após a dedução da contribuição social sobre o lucro líquido e antes da provisão para imposto de renda de pessoa jurídica, e dos montantes atribuídos aos acionistas como juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou
- 50% da soma dos lucros acumulados e reservas de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos acionistas (incluindo os detentores de ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias), está sujeito à retenção na fonte na alíquota de 15% ou 25% se o detentor for estrangeiro e domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Favorecida, ou JTF. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

A Lei nº 9.430, promulgada em 27 de dezembro de 1996, foi alterada pela Lei nº 11.727 promulgada em 24 de junho de 2008, e, posteriormente pela Lei nº 11.941, promulgada em 27 de maio de 2009, estabelecendo o conceito de "regime fiscal privilegiado", com relação a operações sujeitas ao preço de transferência e regras de capitalização estritas. Este modelo é mais abrangente que o conceito de Jurisdição de Tributação Favorecida. Nos termos das novas leis, considera-se "regime fiscal privilegiado" aquele que apresentar uma ou mais das seguintes características: (i) não tribute a renda ou a tribute a uma alíquota máxima inferior a 20%; (ii) conceda benefícios fiscais para entidades ou pessoas físicas não residentes (a) sem exigência de realização de atividade econômica substantiva no país ou dependência, ou (b) condicionada ao não exercício de atividade econômica substantiva no país ou dependência; (iii) não tribute a renda gerada no exterior, ou imponha tributos sobre a renda gerada no exterior a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (iv) não permita o acesso a informações relativas à composição societária, titularidade de bens ou direitos ou às operações econômicas realizadas.

Embora a interpretação da atual legislação tributária brasileira possa levar à conclusão de que o conceito de "regime fiscal privilegiado" deva aplicar-se apenas para fins de regras de preço de transferência no Brasil, não está claro se esse conceito também se aplicaria a outros tipos de operação, como investimentos conduzidos no mercado financeiro e de capitais no Brasil para os propósitos dessa lei. O conceito de "Regime Fiscal Privilegiado" é definido como transações conduzidas fora do mercado de capitais financeiro do Brasil; essa lei fiscal resultaria, portanto, na imposição de tributação a detentores não residentes que se enquadrem nas exigências de regime fiscal privilegiado da mesma forma aplicável a uma Jurisdição de Tributação Favorecida. Os investidores atuais e em potencial devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais a respeito das implicações da implantação da Lei nº 9.430, aprovada em 27 de dezembro de 1996, e suas atualizações, e de qualquer lei tributária brasileira relacionada ou regulamentação a respeito de "Jurisdição de Tributação Favorecida" ou "regimes tributários privilegiados".

Na medida em que os pagamentos de juros sobre o capital próprio sejam incluídos como parte de dividendo obrigatório, somos obrigados a distribuir um valor adicional para assegurar que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o pagamento do imposto retido na fonte, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

As distribuições de juros sobre capital próprio para detentores estrangeiros poderão ser convertidas em dólares norte-americanos e remetidas para o exterior, observados os controles cambiais aplicáveis, contanto que o investimento seja registrado no Banco Central do Brasil.

Não podemos garantir que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de juros sobre o capital próprio.

Tributação de Ganhos – De acordo com a Lei nº 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, como ações da CEMIG, por detentores não brasileiros, estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte no Brasil. Esta regra é válida independentemente se a alienação for realizada no Brasil ou no exterior, executada por pessoa física ou jurídica residente ou domiciliado no Brasil.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência da operação de alienação é a diferença entre o montante auferido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Os ganhos de capital realizados por detentores estrangeiros na alienação de ações vendidas na bolsa de valores brasileira (o que inclui as transações realizadas no mercado oficial de balcão) estão sujeitos a:

- imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0%, quando realizado por um detentor estrangeiro que (i) tenha registrado seu investimento no Brasil junto ao Banco Central de acordo com as regras do Conselho Monetário Nacional, ou CMN, (Resolução nº 4.373 promulgada em 29 de setembro de 2014), ou um Titular Registrado, e (ii) não é um detentor em uma Jurisdição de Tributação Favorecida;
- em quaisquer outras situações, incluindo ganhos realizados por um detentor não residente que não seja detentor registrado e/ou seja residente ou domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Favorecida, sujeito a imposto de renda à alíquota de 15%. Nesse caso, o imposto de renda retido na fonte a uma alíquota de 0,005% será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos apurados na alienação das ações ordinárias que não sejam realizadas na bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda à alíquota de 15%, exceto para Jurisdição de Tributação Favorecida, onde neste caso estaria sujeita a imposto de renda à alíquota de 25%. A Lei nº 13.259, de 17 de março de 2016, aumentou a alíquota de imposto de renda aplicável a ganhos obtidos pelos brasileiros para até 22,5%, e esse aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, poderá também afetar os detentores não residentes. Os detentores não residentes devem obter de seus consultores tributários os procedimentos adequados sobre a Lei Federal nº 13.259/2016. Nos casos acima, se os ganhos estão relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não organizado, no Brasil, com intermediação, o imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados a ações não estará sujeito a imposto de renda no Brasil. Ganhos auferidos por detentores não brasileiros na alienação de direitos de preferência estarão sujeitos a imposto de renda no Brasil de acordo com as mesmas regras aplicáveis à alienação de ações.

Não há qualquer garantia de que o atual tratamento favorável aos Detentores Registrados continuará em vigor no futuro.

Venda de ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias por Detentores Americanos para Outros Não Residentes no Brasil — Em conformidade com o artigo 26 da Lei nº 10.833/2003, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é que as ADSs não se qualificam como propriedades localizadas no Brasil e, assim sendo, não devem ser sujeitas à retenção de imposto no Brasil. Até o momento, tendo em vista que a norma referida é genérica e não foi analisada por tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado final dessa discussão.

Caso tal entendimento não prevaleça, é importante mencionar que em relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo dos referidos ganhos, a lei brasileira possui dispositivos conflitantes em relação à moeda em que tal montante deverá ser determinado. O assessor jurídico brasileiro da CEMIG possui a opinião de que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registradas no Banco Central do Brasil em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda. Esta opinião está lastreada em um precedente emitido por um órgão administrativo brasileiro. Entretanto, considerando que as autoridades fiscais não estão vinculadas a tal precedente, alguns pronunciamentos foram emitidos adotando o custo de aquisição em moeda brasileira.

Ganhos sobre a Permuta de ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias — Apesar de não haver diretrizes regulatórias claras, a permuta de ADSs por ações não pode estar sujeita à tributação no Brasil, na medida em que, conforme descrito acima, as ADSs não se qualificam como propriedades localizadas no Brasil para os fins da Lei nº 10.833. Os detentores não brasileiros poderão trocar ADSs de ações preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, e ainda, vender as ações preferenciais ou ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro de cinco dias úteis a contar da data de permuta (se valendo do registro eletrônico do depositário), sem consequências fiscais. Embora não haja uma instrução regulatória clara, a permuta de ADSs por ações não deverá estar sujeita a imposto de renda retido na fonte.

Mediante recebimento das ações preferenciais subjacentes às ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias subjacentes às ADSs de ações ordinárias, os detentores não brasileiros também podem optar por registrar no Banco Central o valor de tais ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares norte-americanos como uma carteira de investimentos estrangeiros, nos termos da Resolução nº 4.373/2014 do CMN, que lhes permite receber o tratamento fiscal mencionado acima em conexão com "investidores norte-americanos de mercado".

Alternativamente, os detentores não brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares norte-americanos no Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei nº 4.131 de 03 de setembro de 1962, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento fiscal referido na seção "Tributação de Ganhos".

Ganhos em Câmbio de Ações Preferenciais para ADSs de Ações Preferenciais ou Ações Ordinárias para ADSs de Ações Ordinárias – Com referência ao depósito de ações preferenciais em troca das ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias em troca das ADSs de ações Ordinárias, a diferença entre o custo de aquisição das ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias, o preço de mercado das ações preferenciais ou ordinárias é considerado como um ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15% ou 25% para os detentores de Jurisdição de Tributação Favorecida. Embora não haja diretrizes regulatórias claras, essa tributação não deverá se aplicar a detentores não residentes registrados nos termos da Resolução nº 4.373/2014 do CMN, exceto para residentes em uma Jurisdição de Tributação Favorecida. A Lei nº 13.259, de 17 de março de 2016, aumentou a alíquota de imposto de renda aplicável a ganhos obtidos pelos brasileiros para até 22,5%, e esse aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, poderá também afetar os detentores não residentes. Os detentores não residentes devem obter de seus consultores tributários os procedimentos adequados sobre a Lei Federal nº 13.259/2016.

Tributação de Operações de Câmbio – A legislação brasileira impõe o Imposto sobre Operações de Câmbio, ou IOF, sobre operações de câmbio (denominado IOF/Câmbio ou "FX IOF"), sobre a conversão de reais em moeda estrangeira ou vice-versa. Atualmente, a alíquota do IOF/Câmbio para a maior parte das transações de câmbio com moeda estrangeira é de 0,38%. Entretanto, as transações estrangeiras relacionadas à entrada de fundos no Brasil para investimentos realizados por investidores estrangeiros (incluindo detentores não residentes, se for o caso) nos mercados de capital e financeiro do país são geralmente sujeitos a uma taxa zero de IOF/Câmbio. Essa taxa percentual igual a zero também se aplica a saída de recursos relacionados a investimentos como dividendos, juros sobre o capital próprio e repatriamento de fundos, investidos no mercado brasileiro.

Não obstante, as referidas alíquotas do IOF/Câmbio em vigor na presente data, o Ministro da Fazenda está autorizado por lei a elevar a alíquota do IOF/Câmbio até o máximo de 25% do valor da operação, mas somente para futuras transações.

Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários — A legislação brasileira impõe uma Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, ou IOF/Títulos, incluindo aquelas realizadas em bolsas de valores brasileiras.

O IOF/Títulos também poderá incidir sobre operações que envolvam ADSs de ações preferenciais ou ADS de ações ordinárias se elas forem consideradas ativos localizados no Brasil pelas autoridades fiscais brasileiras.

A alíquota de IOF/Títulos aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs de ações ordinárias) é atualmente zero. Além disso, nos termos do Decreto nº 8.165/2013, promulgado em 24 de dezembro de 2013, fica reduzida a zero a alíquota do IOF/Títulos incidente na cessão de ações que sejam admitidas à negociação em bolsa de valores no Brasil com o fim específico de lastrear a emissão de DRs negociados no exterior.

O Ministério da Fazenda pode aumentar as alíquotas do IOF/Títulos para até 1,5% ao dia, mas somente aplicável a transações futuras.

Outros Impostos Brasileiros – Alguns Estados brasileiros impõem impostos sobre herança ou doação feita por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses Estados. Não há nenhuma taxa de selo, emissão, registro, tampouco tarifas ou impostos similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos Norte-Americanos

Em geral, para fins de imposto de renda dos Estados Unidos, detentores norte-americanos de ADSs serão tratados como titulares das ações ordinárias ou ações preferenciais representadas pelas ADSs em questão. Consequentemente, a conversão de ADSs por ações ou a conversão de ações por ADSs não será, de modo geral, tributada para fins do imposto de renda dos Estados Unidos.

Tributação de Distribuições – Sujeita à discussão abaixo em "– Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo", as distribuições relativas às ações ou às ADSs (que não as distribuições por resgate das ações, sujeitas ao Artigo 302(b) do Código, ou por liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros acumulados ou atuais da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda dos Estados Unidos, constituirão dividendos. A distribuição também inclui o montante de qualquer tributação brasileira retida em qualquer dessas distribuições, se houver, mesmo que um detentor norte-americano não receba tal montante como parte de sua distribuição. Se tais lucros serão ou não suficientes para todas essas distribuições às ações ou ADSs se qualificarem como dividendos, dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. À medida que tal distribuição exceda o valor dos lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na medida do volume das ações ou ADSs do detentor norte-americano e, subsequentemente, como ganho de capital. Conforme empregado abaixo, o termo "dividendo" significa distribuição que constitui dividendo para fins do imposto de renda dos Estados Unidos. A Companhia não pretende atualmente manter o cálculo de seus ganhos e lucros sob os princípios do imposto de renda dos Estados Unidos. Deste modo, os contribuintes norte-americanos devem esperar que todas as distribuições feitas em relação às ações ou ADSs irão geralmente ser tratadas como dividendos. Os dividendos em dinheiro (incluindo os valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos em relação às:

(i) ações poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta do detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; ou

(i) ações, representadas por ADSs de modo geral serão incluídas na receita bruta do detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco do depositário norte-americano; e

em ambos os casos, não será elegível para os dividendos recebidos, dedução permitida às empresas. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita do detentor norte-americano em dólares norte-americanos calculados com base na taxa de câmbio vigente no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em reais forem convertidos em dólares norte-americanos no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial relativamente à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais em relação às consequências fiscais resultantes do recebimento de qualquer ganho ou perda cambial, caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares norte-americanos na data de recebimento, bem como relativamente às outras consequências fiscais resultantes do recebimento de quaisquer reais adicionais do custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, receita de fonte estrangeira e geralmente irá constituir uma "categoria de receita passiva" ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma "categoria geral de receita" para fins de crédito fiscal estrangeiro. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação do imposto de renda dos Estados Unidos, para fins de crédito em face do passivo de imposto de renda dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção do detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo da receita tributável). O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor norte-americano que opte por deduzir impostos estrangeiros, a disponibilidade de deduções, envolvem a aplicação de normas que dependem de circunstâncias específicas de cada detentor norte-americano. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros, os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto às consequências de créditos fiscais estrangeiros relacionadas a impostos brasileiros retidos na fonte.

Distribuições a detentores norte-americanos de "ações ordinárias" adicionais ou de direitos de preferência relativos a essas "ações ordinárias", relacionadas às suas ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias que façam parte de distribuição proporcional a todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins do imposto de renda dos Estados Unidos, porém poderiam resultar em ganho tributável adicional de origem norte-americana quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Distribuições não rateadas de tais ações ou direitos em geral poderiam ser incluídas na receita bruta do detentor norte-americano na mesma extensão e da mesma forma que as distribuições a serem pagas em dinheiro. Nessa hipótese, o valor de tal distribuição (e a base das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) equivalerá, de modo geral, ao valor de mercado das ações ou dos direitos de preferência na data de distribuição. Não está totalmente claro se as ações preferenciais serão tratadas como "ações preferenciais" ou "ações ordinárias" para este propósito. Se as ações preferenciais forem tratadas como "ações ordinárias" para estes propósitos o tratamento acima seria utilizado para distribuições de ações e direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais. Se as ações forem tratadas como "ações preferenciais" uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seriam incluídos na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro independentemente de tal distribuição ser considerada rateada ou não.

Receita de Dividendo Qualificada – Não obstante às disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam "receita de dividendo qualificada" poderão estar atualmente sujeitos à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de "companhias estrangeiras qualificadas". Em geral, as companhias estrangeiras são tratadas como companhias estrangeiras qualificadas relativamente a qualquer dividendo pago pela companhia no tocante a ações da companhia que sejam prontamente negociáveis em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADR lastreado por tal ação for assim negociado.

Não obstante essa regra precedente, os dividendos recebidos de companhia estrangeira que seja companhia de investimento estrangeiro passivo (conforme definição contida no artigo 1.297 do Código), em qualquer exercício da companhia em que o dividendo tenha sido pago ou no exercício anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Além disso, o termo "receita de dividendo qualificada" não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos em relação a qualquer ação ou ADS que seja detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o prazo de 121 dias com início na data que seja 60 dias anteriores à data em que tal ação ou ações que lastreiam a ADS se tornarem inelegíveis para dividendos relativamente a tais dividendos (conforme apurado de acordo com o artigo 246(c) do Código); ou (ii) dividendos, à medida que o contribuinte tenha a obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Além disso, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro de contribuinte de acordo com o artigo 904 do Código no caso de receita de dividendo qualificada.

Os detentores norte-americanos pessoas físicas deverão consultar seus próprios consultores fiscais para determinar se os valores recebidos a título de dividendos de nossa companhia constituirão ou não receita de dividendo qualificada sujeita à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de Ganhos de Capital — Os depósitos e retiradas de ações por detentores norte-americanos em permuta por ADSs não resultarão em realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda dos Estados Unidos.

Sujeito à discussão abaixo em "– Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo", o ganho ou perda realizado por detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor apurado na alienação. Ganhos ou perdas reconhecidas por um detentor norte-americano em tal venda, resgate ou outra alienação tributária geralmente serão ganhos ou perdas de capital de longo prazo se, no momento da venda ou outra alienação tributável, as ações ou ADSs, conforme aplicável, tenham sido detidas por mais de um ano. Determinados detentores que não sejam pessoa jurídica (incluindo pessoas físicas) podem ser elegíveis para índices preferenciais de impostos de renda federais americanos em relação a ganhos de capitais de longo prazo. A dedução de uma perda de capital é sujeita a limitações para propósitos de imposto de renda americano.

Ganhos realizados por detentor americano em uma venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs, incluindo o ganho decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, de modo geral, será tratado como receita de fonte norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos. Dessa forma, tanto o Imposto de Renda ou Imposto de Renda brasileiro for imposto à venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs conforme descrito em "Tributação - Considerações sobre Impostos no Brasil", esse tributo geralmente não estará disponível como crédito para o

detentor norte-americano contra o Imposto de Renda dos EUA, a menos que o detentor norte-americano tenha outros rendimentos tratados como proventos de fontes estrangeiras, na categoria apropriada, para fins das regras de crédito tributário estrangeiro.

Caso o imposto retido na fonte ou o imposto de renda brasileiro for exigido na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs, o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto dos recursos dessa venda, resgate ou alienação tributável antes da dedução do imposto retido na fonte brasileiro ou imposto de renda brasileiro, se aplicáveis. A disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros dos Estados Unidos para esses impostos brasileiros está sujeita a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais em relação às consequências das regras de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais e à alienação de ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias.

Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo – Certas regras federais norte-americanas adversas de imposto de renda são geralmente aplicáveis a um indivíduo norte-americano que possua ou disponha de ações de uma companhia que não seja norte-americana, classificada como uma companhia de investimento estrangeiro passivo (uma "PFIC"). No geral, uma companhia não norte-americana será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal durante o qual, depois de aplicar as regras pertinentes em relação à renda e ativos de subsidiárias, (i) 75% ou mais da renda bruta das companhias não norte-americanas seja "renda passiva"; ou (ii) 50% ou mais do valor bruto (determinado trimestralmente) dos ativos da companhia não norte-americana produza renda passiva, ou seja, mantido para a produção de renda passiva. Para estes fins, a renda passiva geralmente inclui, dentre outras coisas, dividendos, juros, aluguéis, *royalties*, ganhos da alienação de passivos e ganhos de commodities e operações de valores mobiliários (exceto certos ganhos de negócios ativos da venda de commodities). Para determinar se uma companhia não norte-americana é uma PFIC, uma porção pro rata da renda e ativos de cada companhia que ela possui, direta ou indiretamente, no mínimo 25% de juros (por valor) é levado em consideração.

A Companhia não acredita que tenha sido uma PFIC, para propósitos de imposto de renda norte-americano, pelo seu ano fiscal anterior e não espera ser uma PFIC em seu atual ano fiscal ou no futuro próximo. Entretanto, como o status de PFIC depende da composição da renda e ativos da companhia, o valor de mercado dos ativos de tempo em tempo, e a aplicação de regras que não são sempre claras, não há como assegurar que a Companhia não será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal.

Se a Companhia fosse classificada como PFIC, um detentor norte-americano poderia estar sujeito a consequências fiscais adversas significativas, inclusive estar sujeito a grandes quantidades de tributos em ganhos e certas distribuições de ações ou ADSs, assim como aumento nas obrigações de declaração. Detentores norte-americanos devem consultar seu assessor fiscal sobre a possibilidade de a Companhia ser classificada como PFIC e as consequências dessa classificação.

Imposto sobre o Lucro Líquido do Investimento – Um detentor norte-americano que seja pessoa física, um patrimônio ou um fundo (exceto fundos que estejam na categoria especial de fundos isentos de tal tributo) estará sujeito a 3,8% de tributação sobre o menor (i) da "renda de investimento líquida do detentor norte-americano (caso seja pessoa física) ou "renda líquida de investimento não distribuída" (no caso de patrimônios e fundos) pelo ano fiscal relevante e (ii) do excedente da "Renda bruta ajustada modificada" (no caso de pessoas físicas) ou "renda bruta ajustada" no caso de patrimônio e fundos para o ano fiscal sobre certo limite (que no caso de pessoas físicas, será entre US$ 125.000 e US$ 250.000, dependendo das circunstâncias da pessoa física). A receita líquida de um detentor norte-americano geralmente incluirá sua receita de dividendos sobre as ações ou ADSs, e sua receita líquida da alienação de ações ou ADSs. Os detentores norte-americanos que são pessoas físicas, patrimônios ou *trusts* devem consultar seus próprios assessores fiscais sobre a aplicabilidade deste imposto aos seus rendimentos e ganhos com relação às ações ou ADSs.

Relatórios de informações e retenção de segurança – As exigências de reportar informações se aplicarão, geralmente, aos detentores norte-americanos de ADSs, e os detentores norte-americanos serão obrigados a cumprir procedimentos aplicáveis de certificação para demonstrar que eles não estão sujeitos à retenção na fonte. Os investidores que sejam pessoas físicas e deixarem de relatar as informações necessárias podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Os investidores devem consultar seus próprios assessores tributários em relação a esses requisitos. O valor de qualquer retenção de segurança de um pagamento a um detentor norte-americano será permitido como um crédito contra o imposto de renda devido nos EUA pelo detentor norte-americano, e pode qualificar tal detentor a um reembolso, desde que certas informações exigidas sejam fornecidas para o *Internal Revenue Service* dos EUA em tempo hábil.

Exigências de Reportar Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados – Certos detentores norte-americanos que possuem certos "ativos financeiros estrangeiros especificados" com um valor total superior a US$ 50.000 geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações, juntamente com as suas declarações fiscais, atualmente no Formulário 8938, com

relação a tais ativos. “Ativos financeiros estrangeiros especificados” geralmente incluem todas as contas financeiras mantidas em uma instituição financeira de fora dos EUA, bem como títulos emitidos por um emissor de fora dos EUA que não são mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Níveis de notificação mais elevadas se aplicam a certos indivíduos que vivem no exterior e a certos indivíduos casados. Os detentores norte-americanos que não apresentarem um relatório sobre os seus ativos financeiros estrangeiros especificados podem ser sujeitos a sanções fiscais substanciais. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios assessores fiscais sobre como estas regras sobre prestação de informações se aplicam a seus ADSs ou ações, incluindo a aplicação destas regras às suas próprias circunstâncias específicas.

Requisitos de Divulgação para determinados Detentores norte-americanos reconhecendo Perdas Significativas – Um detentor norte-americano que reivindica perdas significativas em relação às nossas ações preferenciais ou ADSs para fins de imposto de renda dos EUA (normalmente (i) US$ 10 milhões ou mais em um ano fiscal ou US$ 20 milhões ou mais em qualquer combinação fiscal para empresas ou sócios de empresas, (ii) US$ 2 milhões ou mais em um ano fiscal ou US$ 4 milhões ou mais em qualquer combinação de anos fiscais para todos os outros contribuintes, ou (iii) US$ 50.000 ou mais em um ano fiscal para pessoas físicas ou *trusts* com relação a uma operação em moeda estrangeira) podem ser obrigados a apresentar o Formulário 8886 sobre "Transações Relatáveis” (*Reportable Transaction Disclosure Statement*). Os detentores norte-americanos devem consultar seus assessores fiscais de confiança sobre eventuais obrigações de declaração com relação às nossas ações preferenciais ou ADSs.

Dividendos e Entidades Pagadoras

Pagamos dividendos sobre ações preferenciais e ações ordinárias nos montantes e na forma estabelecidos no “Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos”. Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos pagos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, este converterá esses pagamentos em dólares norte-americanos e remeterá esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilização de Documentos

Nossa companhia está sujeita às exigências de prestação de informações da Lei de Valores Mobiliários de 1934 (*Securities Exchange Act of 1934*), conforme alterado, ou a Lei de Mercado de Capitais (*Exchange Act*). De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e seus respectivos anexos, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da SEC na 100 Fifth Street, N.E., Sala 1580, Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da SEC mediante pagamento das taxas estabelecidas. O público poderá obter informações a respeito do funcionamento da Sala de Consulta Pública da SEC entrando em contato com a SEC, nos Estados Unidos, por meio do telefone 1- 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1200, CEP: 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguros

Possuímos apólices de seguro que cobrem danos de incêndio no edifício onde nossa sede está localizada e a outros edifícios próprios ou alugados. Nossa apólice de seguro de risco operacional cobre danos às turbinas, geradores e transformadores nas principais usinas geradoras e subestações provocadas por raios, incêndios e explosões ou riscos provocados por falha de equipamentos.

Também possuímos apólices de seguro para cobertura de danos causados pelas aeronaves utilizadas em nossas operações.

Não possuímos seguro de responsabilidade civil geral para a cobertura de acidentes contra terceiros e não solicitamos propostas para esse tipo de seguro. Poderemos, no entanto, contratar esse tipo de seguro no futuro.

Além disso, não solicitamos propostas ou possuímos coberturas de seguro contra catástrofes de grandes proporções que afetem nossas instalações, tais como terremotos e inundações ou falhas do sistema operacional.

Não possuímos cobertura de seguro para risco de interrupção do negócio, o que significa que os danos sofridos por nossa companhia e consequentes danos sofridos por nossos clientes em decorrência de interrupção no fornecimento de energia geralmente não estão cobertas pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Veja o “Item 3.

Informações Relevantes – Fatores de Risco" relacionados à CEMIG. Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.

Acreditamos que, como contratamos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro está em um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas

Somos uma sociedade de economia mista constituída sob as leis brasileiras. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, praticamente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como consequência, será necessário que os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias cumpram com a lei brasileira a fim de obter uma sentença executável contra nossos diretores executivos, conselheiros ou nossos ativos. Pode não ser possível para os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias efetivarem a citação de nossos diretores e conselheiros dentro dos Estados Unidos, ou executar nos Estados Unidos, sentenças contra estas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, na medida em que essas sentenças excedam os ativos norte-americanos dessas pessoas. Nossos advogados brasileiros, Stocche, Forbes, Padis, Filizzola, Clápis, Pássaro, Meyer e Refinetti Advogados, nos aconselharam no sentido que sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas à responsabilidade civil com fundamento na lei de valores mobiliários dos Estados Unidos poderão ser, observadas as exigências indicadas abaixo, executadas no Brasil, na medida em que os tribunais brasileiros forem competentes. Uma sentença contra nossa companhia ou as pessoas descritas acima, obtida fora do Brasil, está sujeita à homologação pelo Superior Tribunal de Justiça do Brasil, sem reconsideração dos méritos. A homologação ocorrerá se a sentença estrangeira:

- cumprir todas as formalidades exigidas para sua execução nos termos das leis do país no qual tiver sido proferida;
- tiver sido prolatada por tribunal competente após citação válida, ou após evidência suficiente da ausência das partes tiver sido obtida, conforme o descrito nas leis aplicáveis;
- não estiver sujeita a recurso;
- se referir a pagamento de quantia certa;
- for autenticada por um oficial do consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada de tradução juramentada para o português; e
- não for contrária à soberania nacional, aos princípios de ordem pública ou aos bons costumes brasileiros.

Não podemos garantir que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil ou que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs de ações preferenciais e às ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais ou às ADSs de ações ordinárias e às ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias.

Os advogados brasileiros nos informaram, além disso, que:

- ações originárias fundadas nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos poderão ser instauradas em tribunais brasileiros e que, sujeito à ordem pública e à soberania nacional do Brasil. Os tribunais brasileiros farão cumprir obrigações em tais ações contra nós e nossos empregados; e
- a capacidade de um exequente ou das demais pessoas mencionadas acima de cumprir sentença por meio da penhora de nossos ativos ou dos ativos dos acionistas vendedores está limitada pelas disposições da legislação brasileira.

O autor da ação (brasileiro ou não brasileiro) que resida fora do Brasil durante o andamento do processo no Brasil deverá prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil que possa garantir o pagamento das referidas despesas. A caução deverá ter valor suficiente para cobrir o pagamento das custas judiciais e dos honorários dos advogados do réu, conforme decidido por juiz brasileiro. Esta exigência não se aplica ao procedimento de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo STJ.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de câmbio e das taxas de juros.

Estamos expostos a risco cambial uma vez que alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente o dólar norte-americano) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Veja o "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Políticas Contábeis Críticas".

Risco de Taxas de Câmbio

Em 31 de dezembro de 2016, aproximadamente 0,2 % de nossa dívida em aberto, ou R$ 30 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 0,1%, ou R$ 23 milhões, encontravam-se denominados em dólares norte-americanos. Nossa companhia não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa companhia mantenha os recursos excedentes depositados em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa companhia não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

Em 2016, a desvalorização hipotética de 25% e 50% do real frente ao dólar norte-americano acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R$ 68 milhões e R$ 129 milhões, respectivamente, refletindo o aumento de custo em reais de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira, comparado a um cenário provável. Esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 25% e 50% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada.

As variações cambiais da compra de eletricidade de Itaipu são compensadas pela CVA e outros elementos financeiros. Este montante é passado para os clientes no próximo reajuste tarifário. Além disso, esta exposição afeta o fluxo de caixa do ano, mas não afeta o resultado do exercício.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2016:

	(em milhões de R$)
Dólares norte-americanos:	
Financiamentos	23
Fornecedor (Itaipu)	207
	230
Outras Moedas:	
Financiamentos	7
Passivo Líquido exposto a risco de taxa de câmbio	237

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos empréstimos e financiamentos em aberto no valor de R$ 15.179 milhões, dos quais aproximadamente R$ 15.172 milhões estavam sujeitos a juros com taxas flutuantes sendo, R$ 15.119 milhões sujeitos a juros atrelados a índices de inflação e à taxa SELIC, enquanto R$ 60 milhões sujeitos principalmente à LIBOR.

Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos passivos líquidos de outros ativos, sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes no valor de R$ 12.765 milhões. Os ativos consistiam principalmente de caixa e equivalentes de caixa e valores mobiliários, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Uma hipotética, instantânea e desfavorável mudança de 100 pontos base na taxa de juros aplicáveis a taxas flutuantes de ativos e passivos financeiros realizada em 31 de dezembro de 2016 resultaria em uma perda potencial de R$ 128 milhões a ser registrada como um gasto financeiro em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da Carteira de Endividamento

	(em milhões de R$)
Dívidas a taxas flutuantes:	
Denominada em reais	15.149
Denominada em moeda estrangeira	23

	(em milhões de R$)
	15.172
Denominada em moeda estrangeira	7
Total	15.179

	Portfólio Total Taxa Flutuante (em milhões de R$)
Ativo:	
Caixa e equivalentes de caixa	995
Valores mobiliários	1.045
Fundos Vinculados	367
Total	2.407
Passivo:	
Financiamentos (Taxa Flutuante)	(15.172)
Total do Passivo	(15.172)
Total	(12.765)

Item 12. Descrição de Outros Títulos de Participação

American Depositary Shares, ou ADSs

O Citibank, N.A. atua como depositário (o "Depositário") das nossas ADSs de ações ordinárias e ADSs de ações preferenciais. Os titulares de ADSs, qualquer pessoa ou entidade com legítima titularidade resultante da titularidade das ADSs, e pessoas que efetuem depósito de ações ou entrega de ADSs para fins de cancelamento e retirada de Valores Mobiliários Depositados (conforme definidas nos Contratos de Depósito) são obrigadas a pagar ao Depositário certas taxas e correspondentes encargos, conforme identificados a seguir.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações ordinárias são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações ordinárias mediante depósito de ações ordinárias (sem incluir emissões em virtude de distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo).	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa que efetuou depósito de ações ordinárias ou recebeu ADSs de ações ordinárias.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações ordinárias.	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	As ADSs de ações ordinárias devolvidas às pessoas com objetivo de sacar dos Depósitos de Valores Mobiliários ou às pessoas a quem são entregues Títulos Depositados.
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (ou seja, venda de direitos e prerrogativas similares).	Até $ 2,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs nos termos comuns são (i) dividendos de ações ou outras distribuições de ações livres, ou (ii) o exercício dos direitos a uma compra adicional ADSs ordinárias.	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de títulos que não sejam ADSs Ordinárias ou direitos de compra de ADSs Ordinárias adicionais (ou seja, ações de cisão).	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada,
(6) Transferência de ADRs.	$ 1,50 por certificado de transferência.	Pessoa que apresenta o certificado de transferência.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações preferenciais são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações preferenciais mediante depósito de ações preferenciais (sem incluir emissões contempladas nos parágrafos (3) (b) e (5) abaixo).	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoas a quem os depósitos são feitos ou que receberam ADSs de ações preferenciais.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações preferenciais.	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoas que efetuaram a entrega de ADSs de ações preferenciais ou efetuaram a retirada.
(3) Distribuição de (a) dividendos em dinheiro ou (b) ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações).	Nenhuma taxa, desde que proibida pela troca sobre a ADSs de ações preferenciais que estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no item (1) acima serão devidas com relação à distribuição de ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações) e as taxas especificadas no item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de receitas em dinheiro (isto é, mediante venda de direitos e outros direitos).	Até $ 2,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs de ações preferenciais nos termos do exercício de direitos.	Até $ 5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoas a quem a distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos acordo com o Depositário para que o mesmo nos reembolse, até um limite, por certas despesas em conexão com nossos programas de ADR, inclusive taxas de listagem, despesas legais e contábeis, custos de distribuição e correspondentes despesas de relações com investidores. Esses reembolsos do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US$2,855 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US$1,223 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora

Não aplicável.

Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários

Não aplicável.

Item 15. Controles e Procedimentos

Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Nossa Diretoria Executiva, incluindo o nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; avaliaram a eficácia dos nossos controles e procedimentos de divulgação financeira. Embora existam limitações inerentes à eficácia de qualquer sistema de controles e procedimentos, os controles e procedimentos da Companhia são projetados para fornecer uma garantia razoável de atingir seus objetivos. Nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, concluíram que, em 31 dezembro de 2016, como resultado da fraqueza material em nossos controles internos sobre relatórios financeiros descritos a seguir, esses controles e procedimentos de divulgação financeira não foram suficientes para fornecer a sua garantia razoável de que a informação em nossos arquivos e registros que devem ser divulgados sob a Lei de Mercado de Capitais (*Exchange Act*) foram: (i) registradas, processadas, sumarizadas e reportadas nos períodos determinados pelas regras e formulários da SEC e (ii) acumuladas e comunicadas para a nossa administração, inclusive para o nosso Presidente e para o nosso Diretor Financeiro, de forma adequada, a fim de permitir decisões em tempo hábil em relação à divulgação exigida.

Relatório Anual da Administração – Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros

Nossa Diretoria, inclusive nosso Diretor-Presidente e nosso Diretor Financeiro, é responsável por estabelecer e manter controles internos efetivos sobre os relatórios financeiros e avaliar a sua efetividade.

Nossos controles internos sobre os relatórios financeiros incluem políticas e procedimentos implementados para fornecer uma garantia razoável em relação: (i) à confiabilidade dos registros das informações contábeis e financeiras que, refletem com um nível razoável de detalhes, precisão e acurácia as nossas transações e disposições dos ativos; (ii) às nossas transações são registradas de modo a permitir a preparação das demonstrações financeiras em conformidade com os princípios contábeis aceitos; (iii) aos nossos recebimentos e desembolsos são realizados em conformidade com as específicas autorizações da administração e diretores; e (iv) à detecção tempestiva de aquisições inapropriadas e da alienação ou distribuição de ativos materiais.

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não evitar ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação da efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles se tornem inadequados devido a mudanças nas condições ou que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos possa se deteriorar.

Nossa Administração avaliou a efetividade de nossos controles internos sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2016, baseada nos critérios estabelecidos na estrutura integrada de controles internos emitida pelo *Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission*, ou COSO (2013).

Com base nesta avaliação, e devido à fraqueza material descrita abaixo, a nossa administração concluiu que o nosso controle interno sobre os relatórios financeiros não foi efetivo a partir de 31 de dezembro de 2016.

A fraqueza material é uma deficiência, ou uma combinação de deficiências, no controle interno sobre os relatórios financeiros, de modo que há uma possibilidade razoável de que uma distorção material nas demonstrações financeiras consolidadas anuais ou provisórias não serão prevenidas ou detectadas em tempo hábil. A partir de 31 de dezembro de 2016, a nossa administração identificou uma fraqueza material em nossos controles internos sobre os relatórios financeiros.

A fraqueza material no controle interno sobre os relatórios financeiros que a nossa administração identificou refere-se a uma falha de um controle interno, que deve assegurar que todas as transações contábeis incomuns e complexas tiveram a análise adequada, incluindo a identificação e interpretação destas operações, a fim de registrá-las adequadamente. Apesar do fato de

que o controle sobre as transações contábeis incomuns e complexas ter sido projetado adequadamente, o nível considerável de subjetividade e julgamento apresentado nessas transações aumenta o risco de falha no controle interno. A Companhia identificou que o funcionamento do controle interno careceu de atenção adequada da avaliação de todos os pressupostos fundamentais relevantes e outros dados utilizados na análise de certas transações incomuns e complexas importantes para a contabilidade e apresentação subjacentes. Isso resultou em uma conclusão incorreta sobre as seguintes transações: (i) a classificação e apresentação em nossas demonstrações de fluxo de caixa para os trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2016 dos pagamentos em dinheiro efetuados em 2016 em uma transação inédita relacionada à aquisição do ativo financeiro no âmbito do processo de licitação do Lote D, no qual a CEMIG GT obteve a concessão de usinas hidrelétricas em regime de alocação de capacidade de geração e garantias de captação física, e (ii) consideração dos principais julgamentos e premissas em relação à redução do seguro de vida e dos benefícios pós-aposentadoria. Essa fraqueza material criou uma possibilidade plausível de que uma distorção material nas demonstrações financeiras consolidadas não fosse impedida ou detectada em tempo hábil.

Plano de Remediação para a Fraqueza Material

A nossa administração está ativamente envolvida na concepção e implementação de esforços de remediação para lidar com a fraqueza material identificada, bem como para identificar riscos em outras áreas. Os esforços de remediação esboçados abaixo, que estão em processo de implementação, visam solucionar a fraqueza material identificada. A concepção e a implementação destes e outros esforços de reparação são da responsabilidade da nossa administração.

Nossa administração está realizando as seguintes mudanças para remediar a fraqueza material descrita acima:

- Melhoria contínua em relação à qualidade da orientação, procedimentos, treinamento e assistência aos responsáveis pela identificação, análise, interpretação e registro de transações contábeis incomuns e complexas;
- Melhoria da documentação de nossas políticas contábeis significativas e de relatórios financeiros;
- Reforço no treinamento para a nossa equipe de contabilidade e de relatórios financeiros;
- Aumento de nossa equipe de contabilidade e de relatórios financeiros;
- Estabelecimento de procedimentos adicionais de revisão a serem realizados por especialistas em contabilidade qualificados durante o final de cada período de apresentação de relatórios financeiros para complementar a experiência do pessoal de contabilidade da Companhia, quando necessário.

Nossa administração está comprometida com a realização e manutenção de um forte ambiente de controle interno e acredita que essas ações resultarão em melhorias significativas em nossos controles durante o ano fiscal atual e remediar a fraqueza material no controle interno sobre os relatórios financeiros descritos acima. Esse compromisso é acompanhado pelo foco da administração em processos e controles relacionados para obter relatórios financeiros precisos e confiáveis. Acreditamos que as ações acima serão efetivas para remediar a fraqueza material descrita e continuaremos a dedicar tempo e atenção a esses esforços de reparação.

Relatório Certificado dos Auditores Independentes Públicos Registrados

A efetividade de nosso controle interno sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2016 foi auditada pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, empresa de auditoria independente registrada pela Companhia. Seu relatório de auditoria e seu relatório sobre a avaliação da administração do controle interno sobre relatórios financeiros estão incluídos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste Formulário 20-F. Seu relatório expressa uma opinião adversa sobre a eficácia de nosso controle interno sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2016.

Deloitte.

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

REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

To the Board of Directors and Stockholders of
Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG
Belo Horizonte—MG—Brazil

We have audited Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG and subsidiaries (the "Company's") internal control over financial reporting as of December 31, 2016, based on the criteria established in Internal Control—Integrated Framework (2013) issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. The Company's management is responsible for maintaining effective internal control over financial reporting and for its assessment of the effectiveness of internal control over financial reporting, included in the accompanying Management's Annual Report on Internal Control related to Financial Reporting. Our responsibility is to express an opinion on the Company's internal control over financial reporting based on our audit.

We conducted our audit in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States). Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether effective internal control over financial reporting was maintained in all material respects. Our audit included obtaining an understanding of internal control over financial reporting, assessing the risk that a material weakness exists, testing and evaluating the design and operating effectiveness of internal control based on that risk, and performing such other procedures as we considered necessary in the circumstances. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

A company's internal control over financial reporting is a process designed by, or under the supervision of, the company's principal executive and principal financial officers, or persons performing similar functions, and effected by the company's board of directors, management, and other personnel to provide reasonable assurance regarding the reliability of financial reporting and the preparation of financial statements for external purposes in accordance with generally accepted accounting principles. A company's internal control over financial reporting includes those policies and procedures that (1) pertain to the maintenance of records that, in reasonable detail, accurately and fairly reflect the transactions and dispositions of the assets of the company; (2) provide reasonable assurance that transactions are recorded as necessary to permit preparation of financial statements in accordance with generally accepted accounting principles, and that receipts and expenditures of the company are being made only in accordance with authorizations of management and directors of the company; and (3) provide reasonable assurance regarding prevention or timely detection of unauthorized acquisition, use, or disposition of the company's assets that could have a material effect on the financial statements.

Because of the inherent limitations of internal control over financial reporting, including the possibility of collusion or improper management override of controls, material misstatements due to error or fraud may not be prevented or detected on a timely basis. Also, projections of any evaluation of the effectiveness of the internal control over financial reporting to future periods are subject to the risk that the controls may become inadequate because of changes in conditions, or that the degree of compliance with the policies or procedures may deteriorate.

Deloitte.

A material weakness is a deficiency, or a combination of deficiencies, in internal control over financial reporting, such that there is a reasonable possibility that a material misstatement of the company's financial statements will not be prevented or detected on a timely basis. The following material weakness has been identified and included in management's assessment: Despite the fact that the control over unusual and complex accounting transaction was designed adequately, the considerable level of subjectivity and judgement presented in these transactions increases the risk of a failure in internal control. The Company identified that the operation of the internal control lacked sufficient consideration of the evaluation of all relevant key assumptions and other data used in the analysis of certain unusual and complex transactions important to the underlying accounting and presentation. This resulted in reaching an incorrect conclusion about the following transactions: (i) classification and presentation in cash flow statements for the quarters ended March 31, June 30 and September 30, 2016 of the cash payments made in 2016 in a first-of-its-kind transaction related to the acquisition of a financial asset resulting from the Lote D bidding process, in which the Company won the concession for hydroelectric plants under a regime of allocation of generating capacity and physical offtake guarantees, and (ii) consideration of the key judgements and assumptions in relation to the reduction of the life insurance post-retirement benefits. Therefore, the Company did not maintain effective internal controls over its complex accounting transaction analysis. This material weakness was considered in determining the nature, timing, and extent of audit tests applied in our audit of the consolidated financial statements as of and for the year ended December 31, 2016, of the Company and this report does not affect our report on such consolidated financial statements.

In our opinion, because of the effect of the material weakness described above on the achievement of the objectives of the control criteria, the Company has not maintained, effective internal control over financial reporting as of December 31, 2016, based on the criteria established in Internal Control—Integrated Framework (2013) issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States), the consolidated financial statements as of and for the year ended December 31, 2016 of the Company and our report dated May 16, 2017 expressed an unqualified opinion on those financial statements based on our audit and the report of other auditors and included explanatory paragraphs related to: (i) the fact that the Company is challenging in court the renewal of concession arrangements relating to Jaguara, São Simão and Miranda hydroelectric power plants, which expired in August 2013, January 2015 and December 2016, respectively, (ii) going concern of Renova Energia S.A., an equity-method investee of the Company and (iii) changes in the accounting policy adopted by the Company regarding the classification of adjustments in the expected cash flows related to the concession financial assets.

/s/ DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes

May 16, 2017

Mudanças no Controle Interno sobre os Relatórios Financeiros

Durante o período coberto por este Formulário 20-F, não efetuamos nenhuma alteração em nosso controle interno sobre os relatórios financeiros que tenha afetado materialmente ou seja razoavelmente provável que afete materialmente nosso controle interno sobre os relatórios financeiros.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso Comitê de Auditoria para os fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas na Bolsa de Nova Iorque, emissores não norte-americanos podem optar em não ter um Comitê de Auditoria separado, formado por membros independentes, desde que possuam um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, as quais requeiram ou permitam, expressamente, que tal Conselho siga certas obrigações. Também segundo esta seção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os peritos financeiros de nosso Conselho Fiscal são os Srs. Newton Brandão Ferraz Ramos e Ronaldo Dias, um membro suplente do Conselho Fiscal.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um código de ética, conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F, ao amparo do Exchange Act. Nosso código de ética aplica-se ao nosso Diretor-Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, bem como aos nossos conselheiros, membros do Conselho Fiscal e demais diretores e empregados. Em 2016, concluímos a revisão do nosso código de ética, que foi arquivado na SEC como Item 7 em nosso Formulário 6-K em setembro de 2016, e está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de cinco dias úteis, contados da alteração ou dispensa, no mesmo endereço eletrônico.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores

Honorários de Auditoria e Outros Serviços

A tabela abaixo reflete os valores totais cobrados pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes durante os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
		(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	1.570	1.551	1.503
Serviços adicionais:			
Revisão de DIPJ e das provisões trimestrais de IR e CSSL	82	78	74
Total de honorários	**1.652**	**1.629**	**1.577**

Honorários de auditoria – Os honorários de auditoria na tabela acima são os honorários totais faturados pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes em 2016, 2015 e 2014, pelos serviços de auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais preparadas de acordo com a IFRS, emitidas pela IASB e nosso controle interno sobre demonstrações financeiras e pela revisão de nossas demonstrações financeiras trimestrais.

Revisão de DIPJ e das provisões trimestrais de IR e CSSL – Os honorários fiscais são honorários referentes a serviços profissionais com relação à revisão de declarações de imposto (atendimento de regulamentos fiscais).

Auditoria de Ativos e Passivos Regulatórios – Os honorários por serviços relacionados à auditoria são honorários referentes às exigências regulatórias.

Políticas e Procedimentos de Aprovação Prévia do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Contudo, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de aprovação prévia de acordo com os quais todos os

serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez aprovada a proposta de serviço, formalizamos a contratação do mesmo. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e de outra natureza, a serem prestados por nossos auditores externos, encontra-se especificada nas atas das reuniões do nosso Conselho de Administração.

Item 16D. Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões de listagem de comitês de auditoria, contida na Regra 10A-3 (c) (3) do Exchange Act. Possuímos um Conselho Fiscal que realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos até o limite permitido pela legislação brasileira. A legislação Brasileira exige que nosso Conselho Fiscal seja separado do Conselho de Administração, e que os membros de nosso Conselho Fiscal não sejam eleitos pela nossa administração. A legislação brasileira estabelece normas para a independência do nosso Conselho Fiscal em relação à nossa administração.

Não acreditamos que a utilização desta isenção por nossa Companhia afetará materialmente a habilidade de nosso Conselho Fiscal de atuar de forma independente e de atender a outros requisitos dos padrões de listagem referentes aos comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados

Não aplicável.

Item 16F. Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente

Não aplicável.

Item 16G. Governança Corporativa

Diferenças de Governança Corporativa com relação às Práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a NYSE estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a um conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com as regras da NYSE, somos obrigados a: (i) ter um Comitê de Auditoria ou um Conselho Fiscal, de acordo com uma isenção aplicável disponível para emissores privados estrangeiros, que atenda a certos requisitos, (ii) fornecer via nosso Diretor-Presidente uma declaração imediata de qualquer descumprimento significativo de quaisquer normas de governança corporativa, e (iii) fornecer uma breve descrição das diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e a prática de governança corporativa da NYSE que devem ser seguidas pelas companhias listadas nos EUA. A discussão das diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e as exigidas das empresas listadas nos EUA segue abaixo.

Para maiores informações sobre nossas práticas de governança, veja Item 9. A Oferta e a Listagem Mercado de Negociação – Negociação na BM&FBovespa.

Seção	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As "companhias controladas" não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Nos termos da Seção 303A das normas da NYSE, "companhia controlada" é considerada como uma companhia na qual mais de 50% do poder de voto é detido por um indivíduo, um grupo ou outra companhia. Tendo em vista que 50,97% do capital votante da CEMIG é detido pelo Estado de Minas Gerais, esta é considerada uma companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à CEMIG.
303A.03	Os conselheiros não encarregados da administração da companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Os conselheiros não encarregados da administração da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.

Seção	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.04	A companhia listada deverá ter um comitê de governança corporativa designado e composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As "companhias controladas" não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não é obrigada a ter um comitê de governança nominativo. Contudo, a CEMIG possui um Comitê de Governança Corporativa, composto por membros independentes e não independentes, e suas responsabilidades são claramente definidas nos regulamentos internos do Conselho de Administração.
303A.05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As "companhias controladas" não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não é obrigada a cumprir a exigência de comitê de remuneração como se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	A companhia listada deve ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que deem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, com atribuições estatutárias mínimas definidas.	A CEMIG exerce sua prerrogativa nos termos da Norma da SEC 10A-3 e a Lei Sarbanes- Oxley de 2002, que permite emissores não norte-americanos não terem um Comitê de Auditoria. Nosso Conselho Fiscal exerce as funções de um Comitê de Auditoria norte-americano até o limite permitido na lei brasileira. O Conselho Fiscal da CEMIG é um órgão permanente, responsável, principalmente, pela inspeção e supervisão das atividades dos administradores e por verificar a obediência dos administradores aos seus deveres segundo a lei e o Estatuto Social.
303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em todos os planos de remuneração de ações e revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas regras da NYSE.	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, é necessária a pré-aprovação dos acionistas para a adoção de planos de remuneração de ações.
303A.09	A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que englobem determinados assuntos mínimos especificados.	A CEMIG está listada no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, e, por conseguinte, a CEMIG é obrigada a seguir as normas contidas nos regulamentos relacionados. Além disso, o Manual de Divulgação e Uso de Informação da CEMIG, sua Política de Comercialização de Valores Mobiliários, os Regulamentos Internos de seu Conselho de Administração e seu Código de Ética definem regras importantes de governança corporativa as quais orientam sua administração.
303A.12	Cada Diretor-Presidente de empresas listadas deve atestar à NYSE a cada ano que não está ciente de qualquer violação por parte das normas dos padrões de governança corporativa da NYSE.	O Diretor Presidente da CEMIG notificará prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo da CEMIG ter conhecimento de qualquer descumprimento material com quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.

Item 16H. Informações sobre Segurança Minerária

Não aplicável.

Item 17. Demonstrações Financeiras

Veja o "Item 18. Demonstrações Financeiras".

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-159 do presente relatório anual.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual na forma do Formulário 20-F:

- Relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes em 31 de dezembro de 2016 e 2015 e nos exercícios findos em dezembro de 2016, 2015 e 2014;
- Parecer da Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes da Madeira Energia S.A., ou MESA para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015;
- Parecer da Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes da Norte Energia S.A., ou NESA, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 e 2015;
- Demonstrações da Situação Financeira Consolidada Auditada em 31 de dezembro de 2016 e 2015;
- Demonstrações Consolidadas dos Resultados Auditados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014;
- Demonstrações Consolidadas do Resultado Abrangente, Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014;
- Demonstrações Consolidadas das Mutações do Patrimônio Líquido Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014;
- Demonstrações Consolidadas do Fluxo de Caixa Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014; e
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Item 19. Anexos

Os seguintes documentos estão incluídos como anexos a este relatório anual:

Anexo Número	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 27 de julho de 2016.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado em 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Processo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado em 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
2.3	Emenda nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado em 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Processo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado em 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário L6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Processo nº 333- 142654)).
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado em 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado em 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.3	Segunda emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado em 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.4	Terceira emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado em 13 de abril de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados em 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.6	Primeira Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado em 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.7	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado em 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.8	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.9	Primeira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Processo nº 1-

15224)).

Anexo Número	Documento
4.10	Segunda Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Processo nº 1-15224)).
4.11	Terceira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Processo nº 1-15224)).
4.12	Quarta Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada em 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.13	Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado em 26 de janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.14	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 24 de agosto de 2006, entre a CEMIG D e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Processo nº 1-15224)).
4.15	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 17 de abril de 2007, entre a CEMIG D e o Unibanco — União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Processo nº 1-15224)).
4.16	Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datada em 19 de dezembro de 2007, entre a CEMIG D e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Processo nº 1-15224)).
4.17	Contrato de Compra e Venda de Ações, datado em 23 de abril de 2009, entre a CEMIG GT e a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Processo nº 1-15224)).
4.18	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, datado em 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.19	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, datado em 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.20	Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, datado em 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.21	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado em 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.22	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., Abengoa Construção Brasil Ltda., a NTE -. Nordeste Transmissora de Energia S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado em 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.23	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada em 3 de março de 2010, firmada entre CEMIG GT e BB Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.23 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Processo nº 1.15224)).

Anexo Número	Documento
4.24	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre TAESA e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datado em 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.25	Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light e Renova, datado em 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.26	Sumário em inglês do Contrato de Opção de Compra de Ações firmado entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight, datado em 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.27	Sumário em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado entre Amazônia Energia Participações S.A., Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS Ltda., Contern Construções e Comércio Ltda., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., e J.Malucelli Construtora de Obras S.A. pelas ações na Norte Energia S.A., datado em 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.28	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a CEMIG e o Estado de Minas Gerais, datado em 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.29	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária, datada em 13 de março de 2012, entre CEMIG GT, HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.30	Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Sistema de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da CEMIG D, datado em 19 de março de 2012. (Incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.31	Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da CEMIG GT, datado em 12 de março de 2012. (Incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.32	Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a CEMIG, CEMIG GT e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A, datado em 17 de maio de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.33	Resumo do Contrato de Compra de Ações entre CEMIG Capim Branco Energia S.A., Suzano Papel e Celulose S.A., e Suzano Holding S.A., por intermédio da Comercial Agrícola Paineiras LTDA. ("Paineiras") e Epícares Empreendimentos e Participações LTDA. ("Epícares"), datado em 12 de março de 2013 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.34	Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a CEMIG, datado em 22 de novembro de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.35	Quinta Emenda aos Contratos de Concessão n° S 002/1997-DNAEE, 003/1997-DNAEE, 004/1997–DNAEE e 005/1997-DNAEE, datado em 21 de dezembro de 2015, entre a República Federal do Brasil e nós, (Incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 14 de novembro de 2016 (Processo nº 1-15224)).
4.36	Fragmentos dos contratos de concessão de Geração de Energia Elétrica nº 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 entre Ministério de Minas e Energia e a CEMIG GT.
8	Relação de Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 de nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Processo nº 1-15224)).
11	Código de Ética (incorporado por referência ao Item 07 do Formulário 6-K para o mês de setembro de 2016 (Processo nº 1-15224).

Anexo Número	Documento
12.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.
12.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.
13.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.
13.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.

ASSINATURAS

O registrador abaixo certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento no formato 20-F e que foi dirigente e autorizou o responsável abaixo a assinar esse relatório em seu nome.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Por: Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga
Nome: Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 16 de maio de 2017

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Financial Statements as of December 31, 2016 and December 31,2015
and for the Years Ended December 31, 2016, 2015 and 2014
and Report of Independent Registered Public Accounting Firm

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

REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

To the Board of Directors and Stockholders of

Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG

Belo Horizonte—MG—Brazil

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG and subsidiaries (the "Company") as of December 31, 2016 and 2015, and the related consolidated statements of income, comprehensive income, changes in equity and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2016. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits. We did not audit the financial statements of Madeira Energia S.A. and Norte Energia S.A., both investees of the Company accounted for under the equity method of accounting. The Company's investment in Madeira Energia S.A. as of December 31, 2016 and 2015 was R$1,164 million and R$1,200 million, respectively, and its equity in losses of unconsolidated investees was R$112 million, R$3 million and R$386 million for the years ended December 31, 2016, 2015 and 2014, respectively. The Company's investment in Norte Energia S.A as of December 31, 2016 and 2015 was R$1.368 million and R$847 million, respectively, and its equity in losses of unconsolidated investees was R$12 million and R$32 million for the year ended December 31, 2016 and 2015, respectively. Those financial statements were audited by other auditors whose reports have been furnished to us, and our opinion, insofar as it relates to the amounts included for Madeira Energia S.A. and Norte Energia S.A. is based solely on the reports of the other auditors.

We conducted our audits in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States). Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

In our opinion, based on our audits and the report of the other auditors, such consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG and subsidiaries as of December 31, 2016 and 2015, and the results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2016, in accordance with International Financial Reporting Standards—IFRS, as issued by the International Accounting Standards Board—IASB.

As described in notes 4 and 34 to the consolidated financial statements, the Company is challenging in court the renewal of concession arrangements relating to Jaguara, São Simão and Miranda hydroelectric power plants, which expired in August 2013, January 2015 and December 2016, respectively.

Deloitte.

As disclosed in notes 1, 15 and 34 to the consolidated financial statements, the Company holds non-controlling interest in Renova Energia S.A., whose conditions indicate the existence of material uncertainty that may cast significant doubt on Renova Energia S.A.'s ability to continue as a going concern.

As discussed in note 2.8 to the consolidated financial statements, as a result of changes in the accounting policy adopted by the Company regarding the classification of adjustments in the expected cash flows related to the concession financial assets, the accompanying statements of income for the years ended December 31, 2015 and 2014, have been retrospectively adjusted and are restated as set out in IAS 8—Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States), the Company's internal control over financial reporting as of December 31, 2016, based on the criteria established in Internal Control—Integrated Framework (2013) issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission and our report dated May 16, 2017 expressed an adverse opinion on the Company's internal control over financial reporting based on our audit.

/s/ DELOITTE TOUCHE TOHMATSU

Auditores Independentes

May 16, 2017

pwc

Independent Auditor's Report

To the Board of Directors and Shareholders
Madeira Energia S.A. – MESA

We have audited the accompanying consolidated balance sheet of Madeira Energia S.A. – MESA and its subsidiary (the "Company") as of December 31, 2016 and 2015, and the related consolidated statements of operations, comprehensive loss, changes in equity and of cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2016. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.

We conducted our audits in accordance with the auditing standards generally accepted in the United States of America and in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States). Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

In our opinion, the consolidated financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of Madeira Energia S.A. – MESA and its subsidiary as of December 31, 2016 and 2015, and the results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2016 in conformity with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board.

São Paulo - Brazil
April 28, 2017

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes

PricewaterhouseCoopers, Av. Tancredo Neves 620, 34º, Ed. Empresarial Mundo Plaza, Caminho das Árvores, Salvador, BA, Brasil 41820-020, T: (71) 3417-7500, F: (71) 3417-7698, www.pwc.com.br

pwc

Independent Auditor's Report

To Board of Directors and Shareholders
Norte Energia S.A.

We have audited the accompanying balance sheet of Norte Energia S.A. (the "Company") as of December 31, 2016 and 2015, and the related statements of income, of comprehensive income, of changes in equity and of cash flows for each of the two years in the period then ended. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.

We conducted our audits in accordance with the auditing standards generally accepted in the United States of America and in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States). Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

In our opinion, the financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of Norte Energia S.A. at December 31, 2016 and 2015, and the results of its operations and its cash flows for each of the two years in the period then ended in conformity with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board.

Brasília - Brazil
April 26, 2017

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes

PricewaterhouseCoopers SHS Quadra 6, Cj. A, Bloco C, Ed. Business Center Tower, Salas 801 a 811, Brasília, DF, Brasil 70.322-915
Caixa Postal 08650 T: (61) 2196-1800, F: (61) 2196-1820, www.pwc.com/br

CONTENTS

CONSOLIDATED STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION 7
CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME 9
CONSOLIDATED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME 10
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY 11
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOW 13

NOTES TO THE CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS 15
1. OPERATING CONTEXT 15
2. BASIS OF PREPARATION 24
3. PRINCIPLES OF CONSOLIDATION 37
4. CONCESSIONS AND AUTHORIZATIONS 39
5. OPERATING SEGMENTS 51
6. CASH AND CASH EQUIVALENTS 55
7. SECURITIES 55
8. CONSUMERS, TRADERS AND POWER TRANSPORT CONCESSION HOLDERS 56
9. RECOVERABLE TAXES 57
10. INCOME AND SOCIAL CONTRIBUTION TAXES 58
11. RESTRICTED CASH 60
12. ESCROW DEPOSITS 60
13. ENERGY DEVELOPMENT ACCOUNT (CDE) 61
14. FINANCIAL ASSETS AND LIABILITIES OF THE CONCESSION 62
15. INVESTMENTS 69
16. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT 95
17. INTANGIBLE ASSETS 98
18. SUPPLIERS 100
19. TAXES, INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION TAX 100
20. LOANS, FINANCINGS AND DEBENTURES 102
21. REGULATORY CHARGES 109
22. POST-RETIREMENT LIABILITIES 109
23. PROVISIONS 115
24. EQUITY AND REMUNERATION TO SHAREHOLDERS 127
25. REVENUE 133
26. OPERATING COSTS AND EXPENSES 137
27. FINANCIAL REVENUES AND EXPENSES 140
28. RELATED PARTY TRANSACTIONS 141
29. FINANCIAL INSTRUMENTS AND RISK MANAGEMENT 144
30. MEASUREMENT AT FAIR VALUE 152
31. INSURANCE 154
32. COMMITMENTS 155
33. NON-CASH TRANSACTIONS 156
34. SUBSEQUENT EVENTS 156

CONSOLIDATED STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

AS OF DECEMBER 31, 2016 AND 2015

ASSETS

(MILLIONS OF BRAZILIAN REAIS—R$ mn)

	Note	2016	2015
Current			
Cash and cash equivalents	6	995	925
Securities	7	1,014	2,427
Consumers and traders and Concession holders – Transport of electricity	8	3,425	3,765
Financial assets of the concession	14	730	874
Recoverable taxes	9	236	175
Income and social contribution tax credits	10a	590	306
Dividends receivable		11	62
Restricted cash	11	367	—
Inventories		49	37
Advance to suppliers	28	1	87
Energy Development Account (CDE)	13	64	72
Low-income subscriber subsidy		36	31
Receivable from Eletrobras – RGR	21	48	—
Receivable from Eletrobras – CDE		90	—
Other		630	616
TOTAL, CURRENT		**8,286**	**9,377**
NON-CURRENT			
Securities	7	31	84
Advance to suppliers	28	229	60
Consumers and traders and Concession holders – Transport of electricity	8	146	133
Recoverable taxes	9	178	258
Income and social contribution taxes recoverable	10a	112	206
Deferred income and social contribution taxes	10b	1,797	1,498
Escrow deposits	12	1,887	1,813
Other credits		1,051	808
Financial assets of the concession	14	4,971	2,660
Investments – Equity method	15	8,753	9,745
Property, plant and equipment	16	3,775	3,940
Intangible assets	17	10,820	10,275
TOTAL, NON-CURRENT		**33,750**	**31,480**
TOTAL ASSETS		**42,036**	**40,857**

The Notes are an integral part of these Consolidated Financial Statements.

CONSOLIDATED STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

AS OF DECEMBER 31, 2016 AND 2015

LIABILITIES

(MILLIONS OF BRAZILIAN REAIS—R$ mn)

	Note	2016	2015
CURRENT			
Suppliers	18	1,940	1,901
Regulatory charges	21	381	517
Profit sharing		18	114
Taxes payable	19a	794	740
Income and Social Contribution tax	19b	27	11
Interest on equity and dividends payable	24	467	1,307
Loans, financings and debentures	20	4,837	6,300
Payroll and related charges		225	221
Post-retirement liabilities	22	199	167
Concessions payable		3	3
Financial liabilities of the concession	14	482	—
Financial Instruments—put options	15	1,150	1,245
Advance sales of power supply	8	181	—
Other obligations		743	548
TOTAL, CURRENT		**11,447**	**13,074**
NON-CURRENT			
Regulatory charges	21	455	226
Loans, financings and debentures	20	10,342	8,867
Taxes payable	19a	724	740
Deferred income and social contribution tax	10b	582	689
Provisions	23	815	755
Post-retirement liabilities	22	4,043	3,086
Concessions payable		19	19
Financial liabilities of the concession	14	323	—
Financial Instruments—put options	15	192	148
Other obligations		160	265
TOTAL, NON-CURRENT		**17,655**	**14,795**
TOTAL LIABILITIES		**29,102**	**27,869**
EQUITY	24		
Share capital		6,294	6,294
Capital reserves		1,925	1,925
Profit reserves		5,200	4,663
Accumulated Other Comprehensive Income		(489)	102
EQUITY ATTRIBUTABLE TO THE CONTROLLING SHAREHOLDERS		**12,930**	**12,984**
EQUITY ATTRIBUTABLE TO NON-CONTROLLING SHAREHOLDER		**4**	**4**
TOTAL EQUITY		**12,934**	**12,988**
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**42,036**	**40,857**

The Notes are an integral part of these Consolidated Financial Statements.

CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME

FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2016, 2015 AND 2014

(MILLIONS OF BRAZILIAN REAIS—R$ mn)
(except Net income per share)

	Note	2016	2015 Restated	2014 Restated
NET REVENUE	**25**	**18,773**	**21,868**	**19,595**
OPERATING COSTS				
COST OF ELECTRICITY AND GAS	**26**			
Electricity purchased for resale		(8,273)	(9,542)	(7,428)
Charges for the use of the national grid		(947)	(999)	(744)
Gas purchased for resale		(878)	(1,051)	(254)
		(10,098)	(11,592)	(8,426)
OTHER COSTS	**26**			
Personnel and managers		(1,348)	(1,143)	(999)
Materials		(41)	(126)	(340)
Outsourced services		(720)	(740)	(736)
Depreciation and amortization		(802)	(811)	(779)
Operating provisions		(171)	(23)	(262)
Infrastructure construction cost		(1,193)	(1,252)	(942)
Other		(57)	(96)	(318)
		(4,332)	(4,191)	(4,376)
TOTAL COST		**(14,430)**	**(15,783)**	**(12,802)**
GROSS PROFIT		**4,343**	**6,085**	**6,793**
OPERATING EXPENSES	**26**			
Selling expenses		(382)	(175)	(128)
General and administrative expenses		(667)	(674)	(654)
Operating provisions		(5)	(1,203)	(190)
Other operating expenses		(420)	(452)	(674)
		(1,474)	(2,504)	(1,646)
Equity in earnings of unconsolidated investees, net	15	(302)	393	210
Impairment of Investments	15	(763)	—	—
Fair value gain (loss) on stockholding transaction	15	—	729	—
Gain on acquisition of control of investee	15	—	—	281
Income before Financial income (expenses) and taxes		**1,804**	**4,703**	**5,638**
Financial revenues	**27**	1,041	863	535
Financial expenses	**27**	(2,478)	(2,204)	(1,694)
Income before income tax and social contribution tax		**367**	**3,362**	**4,479**
Current income and social contribution taxes	**10c**	(174)	(881)	(1,259)
Deferred income and social contribution taxes	**10c**	141	(12)	(83)
NET INCOME FOR THE YEAR		**334**	**2,469**	**3,137**
Total of net income for the year attributed to:				
Controlling shareholders		334	2,469	3,137
Non-controlling shareholder		—	—	—
		334	**2,469**	**3,137**
Basic income per preferred share – R$	24	0.35	1.96	2.49
Basic income per common share – R$	24	0.10	1.96	2.49
Diluted income per preferred share – R$	24	0.32	1.96	2.49
Diluted income per common share – R$	24	0.07	1.96	2.49

The Notes are an integral part of these Consolidated Financial Statements.

CONSOLIDATED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME

FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2016, 2015 AND 2014
(MILLIONS OF BRAZILIAN REAIS—R$ mn)

	2016	2015	2014
NET INCOME FOR THE YEAR	**334**	**2,469**	**3,137**
OTHER COMPREHENSIVE INCOME			
Items that will not be reclassified to profit or loss			
Post retirement liabilities – remesurement of obligations of the defined benefit plans, net of taxes	(515)	(360)	(44)
Equity gain (loss) on Other comprehensive income in jointly-controlled entities	4	(1)	(7)
	(511)	(361)	(51)
Items that may be reclassified to profit or loss			
Conversion adjustment of equity gain (loss) in other comprehensive income in subsidiary and jointly-controlled entity	(3)	54	10
Recycling of conversion adjustments to the Income statement arising from sale of Transchile	(39)	—	—
	(42)	54	10
COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR	**(219)**	**2,162**	**3,096**
Total of comprehensive income for the year attributed to:			
Controlling shareholders	(219)	2,162	3,096
Non-controlling shareholder	—	—	—
	(219)	**2,162**	**3,096**

The Notes are an integral part of these Consolidated Financial Statements.

CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY

FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2016, 2015 AND 2014

(MILLIONS OF BRAZILIAN REAIS—R$ mn, except where otherwise indicated)

	Share capital	Capital reserves	Profit reserves	Accumulated Other Comprehensive Income	Retained earnings	Total interest of the controlling shareholders	Total interest of the non-controlling shareholder	Total equity
AS OF DECEMBER 31, 2013	**6,294**	**1,925**	**3,840**	**579**	**—**	**12,638**	**—**	**12,638**
Net income for the year	—	—	—	—	3,137	3,137	—	3,137
Other comprehensive income								
Post retirement liabilities, net of taxes	—	—	—	(44)	—	(44)	—	(44)
Equity gain on Other comprehensive income in jointly-controlled entity	—	—	—	3	—	3	—	3
Total Comprehensive income for the year	**—**	**—**	**—**	**(41)**	**3,137**	**3,096**	**—**	**3,096**
Other changes in equity:								
Additional dividends proposed in 2013 (R$ 0.04 per share)	—	—	(55)	—	—	(55)	—	(55)
Extraordinary dividends (R$ 2.23 per share)	—	—	(2,804)	—	—	(2,804)	—	(2,804)
Statutory dividends (R$ 1.04 per share)	—	—	—	—	(1,364)	(1,364)	—	(1,364)
Interest on Equity (R$ 0.18 per share)	—	—	—	—	(230)	(230)	—	(230)
Constitution of reserves								
Tax incentives reserve	—	—	29	—	(29)	—	—	—
Profit reserve	—	—	1,584	—	(1,584)	—	—	—
Realization of reserves								
Equity valuation adjustments – deemed cost of PP&E	—	—	—	(70)	70	—	—	—
ATTRIBUTED TO INTEREST OF THE CONTROLLING SHAREHOLDERS	**6,294**	**1,925**	**2,594**	**468**	**—**	**11,281**	**—**	**11,281**
Non controlling shareholder	—	—	—	—	—	—	4	4
AS OF DECEMBER 31, 2014	**6,294**	**1,925**	**2,594**	**468**	**—**	**11,281**	**4**	**11,285**
Net income for the year	—	—	—	—	2,469	2,469	—	2,469
Other comprehensive income								
Post retirement liabilities, net of taxes	—	—	—	(361)	—	(361)	—	(361)
Equity gain on Other comprehensive income in jointly-controlled entity	—	—	—	54	—	54	—	54
Total Comprehensive income for the year	**—**	**—**	**—**	**(307)**	**2,469**	**2,162**	**—**	**2,162**
Other changes in equity:								
Reserve for obligatory dividends not distributed	—	—	797	—	—	797	—	797
Statutory dividends (R$ 0.84 per share)	—	—	—	—	(1,056)	(1,056)	—	(1,056)
Interest on Equity (R$ 0.16 per share)	—	—	—	—	(200)	(200)	—	(200)
Constitution of reserves								
Tax incentives reserve	—	—	21	—	(21)	—	—	—
Profit reserve	—	—	1,251	—	(1,251)	—	—	—
Realization of reserves								
Equity valuation adjustments – deemed cost of PP&E	—	—	—	(59)	59	—	—	—
ATTRIBUTED TO INTEREST OF THE CONTROLLING SHAREHOLDERS	**6,294**	**1,925**	**4,663**	**102**	**—**	**12,984**	**—**	**12,984**
Non-controlling shareholder	—	—	—	—	—	—	4	4
AS OF DECEMBER 31, 2015	**6,294**	**1,925**	**4,663**	**102**	**—**	**12,984**	**4**	**12,988**

	Share capital	Capital reserves	Profit reserves	Equity Valuation adjustments	Retained earnings	Total interest of the controlling shareholders	Total interest of Non-controlling shareholder	Total equity
AS OF DECEMBER 31, 2015	**6,294**	**1,925**	**4,663**	**102**	**—**	**12,984**	**4**	**12,988**
Net income for the year	—	—	—	—	334	334	—	334
Other comprehensive income								
Post retirement liabilities – remesurement of obligations of the defined benefit plans, net of taxes	—	—	—	(515)	—	(515)	—	(515)
Equity gain on Other comprehensive income in subsidiary and jointly-controlled entity	—	—	—	(39)	—	(39)	—	(39)
Total comprehensive income for the year	**—**	**—**	**—**	**(554)**	**334**	**(220)**	**—**	**(220)**
Other changes in equity:								
Reserve for mandatory dividends not distributed	—	—	623	—	—	623	—	623
Dividends under by-laws (R$ 0.16 per share)	—	—	127	—	(204)	(77)	—	(77)
Interest on equity (R$ 0.30 per share)	—	—	(380)	—	—	(380)	—	(380)
Constitution of reserves								
Tax incentive reserves	—	—	7	—	(7)	—	—	—
Retained earnings reserve	—	—	160	—	(160)	—	—	—
Equity valuation adjustments – deemed cost of PP&E	—	—	—	(37)	37	—	—	—
ATTRIBUTED TO INTEREST OF THE CONTROLLING SHAREHOLDERS	**6,294**	**1,925**	**5,200**	**(489)**	**—**	**12,930**	**—**	**12,930**
Non-controlling shareholder	—	—	—	—	—	—	4	4
AS OF DECEMBER 31, 2016	**6,294**	**1,925**	**5,200**	**(489)**	**—**	**12,930**	**4**	**12,934**

The Notes are an integral part of these Consolidated Financial Statements.

CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOW

FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2016, 2015 AND 2014
(MILLIONS OF BRAZILIAN REAIS—R$ mn)

	2016	2015	2014
CASH FLOW FROM OPERATIONS			
Net income for the year	334	2,469	3,137
Expenses (revenues) not affecting cash and cash equivalents			
Income and social contribution taxes	33	893	1,342
Depreciation and amortization	834	835	801
Write-offs of PP&E, Intangible assets and Investments	109	124	105
Gain on disposal of investments	(315)	—	—
Impairment of Investments	763	—	—
Equity in earnings (losses) of unconsolidated investees, net	302	(393)	(210)
Interest and monetary variation	808	818	1,384
Fair value gain (loss) on stockholding transaction	—	(729)	—
Provisions for operating losses	704	1,401	581
Net gain on indemnity of assets	—	—	(420)
Financial assets—CVA	1,455	(1,704)	(1,107)
Gain on acquisition of subsidiary	—	—	(281)
Post-retirement liabilities	447	285	311
	5,475	3,999	5,643
(Increase) / decrease in assets			
Consumers and traders	(64)	(1,470)	(285)
Financial assets—CVA	341	1,529	—
Energy Development Account (CDE)	8	273	(170)
Recoverable Taxes	19	167	320
Income and social contribution tax credit	(62)	(77)	(37)
Transport of electricity	8	(5)	(5)
Escrow deposits	(28)	(67)	(305)
Dividends received from investments	683	487	683
Financial assets	(1,941)	10	6
Advance to suppliers	(120)	(131)	—
Gas	(193)	(141)	(265)
Other	105	(248)	74
	(1,244)	327	16
Increase (decrease) in liabilities			
Suppliers	38	297	472
Taxes payable	38	202	54
Income and social contribution taxes payable	24	(105)	(22)
Payroll and related charges	4	26	4
Regulatory charges	92	386	11
Post-retirement liabilities	(239)	(208)	(195)
Financial instruments – Put options	(150)	—	—
Other	(167)	156	(160)
	(360)	754	164
Cash generated by operating activities	3,871	5,080	5,823
Interest paid on loans and financings	(2,369)	(1,331)	(781)
Income and Social Contribution taxes paid	(289)	(741)	(1,308)
NET CASH GENERATED BY OPERATING ACTIVITIES	**1,213**	**3,008**	**3,734**

	2016	2015	2014
CASH FLOWS FROM INVESTMENT ACTIVITIES			
Marketable securities	1,400	(1,499)	116
Financial assets	—	(145)	(80)
Restricted cash	(367)	1	1
Investments			
Acquisition of equity investees	—	(310)	(2,405)
Disposal of Investments	949	—	—
Acquisition of subsidiary – Gasmig	—	—	(465)
Capital increase in investees	(1,455)	(181)	(546)
PP&E	(120)	(126)	(122)
Intangible assets	(1,021)	(957)	(798)
NET CASH USED IN INVESTMENT ACTIVITIES	(614)	(3,217)	(4,299)
CASH FLOW IN FINANCING ACTIVITIES			
Loans, financings and debentures	5,737	5,739	4,562
Payment of loans financings and debentures	(5,591)	(4,696)	(1,394)
Interest on equity and dividends	(675)	(796)	(3,918)
NET CASH FROM (USED IN) FINANCIAL ACTIVITIES	(529)	247	(750)
NET CHANGE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	**70**	**38**	**(1,315)**
STATEMENT OF CHANGES IN CASH AND CASH EQUIVALENTS			
Beginning of the year	925	887	2,202
End of the year	995	925	887
NET CHANGE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	**70**	**38**	**(1,315)**

The Notes are an integral part of these Consolidated Financial Statements.

1. OPERATING CONTEXT

Companhia Energética de Minas Gerais (‘Cemig’, also herein ‘the Company’, ‘Parent company’ or ‘Holding company’) is a listed corporation registered in the Brazilian Registry of Corporate Taxpayers (CNPJ) under number 17.155.730/0001-64, with shares traded on the BM&F Bovespa (‘Bovespa’) at Corporate Governance Level 1; on the New York Stock Exchange (‘NYSE’); and on the stock exchange of Madrid (‘Latibex’). It is domiciled in Brazil, with head office at Avenida Barbacena 1200, Belo Horizonte, capital of the state of Minas Gerais. It operates exclusively as a holding company, with interests in subsidiaries or jointly controlled entities, which are engaged in the activities of the construction and operation of systems for generation, transformation, transmission, distribution and sale of electricity, and also activities in the various fields of energy, for the purpose of commercial operation.

In order to finance the capital expenditures needed to meet long-term growth objectives, CEMIG have incurred a substantial amount of debt. As of December 31, 2016, the CEMIG’s Current Liabilities exceeded Current Assets by R$3,162. As of December 31, 2016, the CEMIG total short-term and long-term loans, financing and debentures are R$4,837 and R$10,342, maturing in the first, second, third and fourth quarters of 2017, in the amounts of R$783, R$1,017, R$579 and R$2,458, respectively. Those CEMIG had positive operating cash flows in the amounts of R$1,213, R$3,007 and R$3,733 in 2016, 2015 and 2014, respectively.

CEMIG H’s substantial debt could adversely affect the business, financial condition, and results of operations. Specifically, CEMIG is subject to certain restrictions on its ability to raise funds from third parties, which might prevent it from entering into new contracts for financing of its operations, or for the re-financing of its existing obligations, including the following:

- The by-laws of CEMIG express the obligation for the consolidated figures of the group to maintain certain financial indicators, related to factors including debt and Capital Expenditures, within certain limits, and this could affect its operational flexibility. In the years 2015 and 2016, certain limits and financial ratios specified in the bylaws of CEMIG were exceeded, under approval by the General Meeting of Stockholders. CEMIG has obtained its stockholders to exceed these limits and financial ratios applicable for 2017.

- In relation to loans from outside parties: (i) as a state-controlled company, CEMIG is subject to rules and limits relating to the level of credit applicable to the public sector, including rules established by the National Monetary Council (Conselho Monetário Nacional, or CMN), and by the Brazilian Central Bank; (ii) CEMIG operates in the electricity sector, it is subject to the rules and limits established by Aneel which deal with indebtedness for companies of the electricity sector and (iii) state-controlled companies may use funds arising from transactions with commercial banks only for refinancing of financial obligations, or in transactions guaranteed by duplicate trade bills.
- The National Treasury Department (part of the Finance Ministry) and by the Central Bank would need to approve certain international financial transactions; this approval is usually given only if the purpose of the transaction is to finance importation of goods or to roll over external debt. These rules have the effect of placing limits on the CEMIG H's capacity for indebtedness.
- CEMIG is subject to certain contractual conditions under existing debt instruments. In the event of non-compliance with an obligation under that financing contract, the CEMIG will be required to strengthen the guarantees for the financing, on penalty of early maturity of the contract. Any default event in our financial instruments might lead creditors to cause all the amounts relating to that debt to become payable immediately. Acceleration of debts might cause significant negative effects on the CEMIG H's financial situation, and might also cause activation of cross-default clauses in other financial instruments. In the event of a default, CEMIG H's cash flow might be insufficient to completely settle the debts, or to comply with the servicing of such debts.
- The credit risk rating agencies attribute a rating to Brazil, the Company and its debt securities on a Brazilian basis, and also a rating for the Company on the global basis. If ratings are downgraded due to any external factor, operational performance or high levels of debt, it may increase the cost of capital.

In order to amortize scheduled debt maturities, CEMIG will need to raise significant amounts of debt capital from a broad range of funding sources. To service CEMIG debt after meeting our capital expenditure targets, CEMIG have relied upon, and may continue to rely upon, a combination of cash flows provided by our operations, drawdowns under our available credit facilities, our cash and short-term financial investments balance and the incurrence of additional indebtedness.

CEMIG has several initiatives designed to increase liquidity through entering into new contracts for financing or for the re-financing of its existing obligations and potential divestitures of non-core assets. In 2016, CEMIG introduced a divestment program that contemplates the sale of assets for the period of 2017–2018, with the goal of improving our short-term liquidity position by increasing our cash balance and reducing indebtedness.

Although the CEMIG is significantly leveraged, it expects that the current cash balances, liquidity from its revolving credit facility, cash generated from the initiatives described above, and from operations should be sufficient to meet working capital, capital expenditure, debt service, and other cash needs for the next year. Management believes that they will be successful in their plans.

If, for any reason, CEMIG are faced with continued difficulties in accessing debt financing, this could hamper our ability to make capital expenditures in the amounts needed to maintain our current level of investments or our long-term targets and could impair our ability to timely meet our principal and interest payment obligations with our creditors, as our cash flow from operations is currently insufficient to fund such both planned capital expenditures and all of our debt service obligations. A reduction in our capital expenditure program or the sale of assets could significantly affect our results of operations.

Cemig has interests in the following subsidiaries, jointly-controlled entities and affiliated company (information in MW has not been audited by the external auditors):

Cemig Geração e Transmissão S.A. (‘Cemig GT’) is Cemig’s wholly-owned subsidiary operating in generation and transmission. It is listed, in Brazil, but not traded. Cemig GT has interests in 60 power plants, of which 56 are hydroelectric, 3 are wind power plants and one is a thermal plant, and associated transmission lines, most of which are part of the Brazilian national generation and transmission grid system. Cemig GT has interests in the following jointly-controlled entities and affiliated company:

Jointly-controlled entities and affiliated company:

- **Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (‘Cachoeirão’)** (Jointly controlled): Production and sale of electricity as an independent power producer, through the *Cachoeirão* hydroelectric power plant, located at Pocrane, in the State of Minas Gerais.
- **Baguari Energia S.A. (‘Baguari Energia’)** (Jointly controlled): Construction, operation, maintenance and commercial operation of the *Baguari* Hydroelectric Plant, through participation in the UHE Baguari Consortium (Baguari Energia 49.00%, Neoenergia 51.00%), located on the Doce River in Governador Valadares, Minas Gerais State.
- **Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (‘Parajuru’)** (Jointly controlled): Production and sale of electricity from the *Parajuru* wind farm at Beberibe, in the State of Ceará, Northern Brazil.
- **Central Eólica Praias do Morgado S.A. (‘Morgado’)** (Jointly controlled): Production and sale of electricity from the *Morgado* wind farm at Acaraú in Ceará, Northern Brazil.

- **Central Eólica Volta do Rio S.A. ('Volta do Rio')** (Jointly controlled): Production and sale of electricity from at the *Volta do Rio* wind farm also at Acaraú, in the State of Ceará, Northern Brazil.

- **Hidroelétrica Pipoca S.A. ('Pipoca')** (Jointly controlled): Independent production of electricity, through construction and commercial operation of the *Pipoca* Small Hydro Plant (*Pequena Central Hidrelétrica*, or PCH), on the Manhuaçu River, in the counties of Caratinga and Ipanema, in the State of Minas Gerais.

- **Madeira Energia S.A. ('Madeira')** (Affiliated): Construction and commercial operation, through its subsidiary **Santo Antônio Energia S.A.**, of the Santo Antônio hydroelectric plant, in the basin of the Madeira River, in the State of Rondônia.

- **Lightger S.A.** (Jointly controlled): Independent power production through building and commercial operation of the *Paracambi* Small Hydro Plant (or PCH), on the Ribeirão das Lages river in the county of Paracambi, in the State of Rio de Janeiro.

- **Renova Energia S.A. ('Renova')** (Jointly controlled): Listed company operating in development, construction and operation of plants generating power from renewable sources – wind power, small hydro plants (SHPs), and solar energy; sales and trading of electricity, and related activities.

- **Retiro Baixo Energética S.A. ('RBE')** (Jointly controlled): RBE holds the concession to operate the *Retiro Baixo* hydroelectric plant, on the Paraopeba River, in the São Francisco river basin, in the municipalities of Curvelo and Pompeu, in Minas Gerais State. The plant has installed capacity of 83.7 MW and assured energy offtake level of 38.5MW average.

- **Aliança Norte Energia Participações S.A. ('Aliança Norte')** (Jointly controlled): A special-purpose company (SPC) created by Cemig GT (49.9% ownership) and Vale S.A. (50.1% ownership), for acquisition of an interest of 9% in Norte Energia S.A. ('Nesa'), the company holding the concession for the *Belo Monte* Hydroelectric Plant, on the Xingu River, in the State of Pará. The first turbine of Belo Monte Plant started operating on April 20, 2016 and the second turbine began operating on July 16, 2016. There are more details on this in Note 15.

- **Aliança Geração de Energia S.A. ('Aliança')** (Jointly controlled): Unlisted corporation created by **Cemig GT** and **Vale S.A.** to become a platform for consolidation of generation assets held by the two parties in generation consortia, and investments in future generation projects. The two parties subscribed their shares in the company by transfer of their interests in the following generation assets: *Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I* and *II, Aimorés* and *Candonga*. With these assets the company has installed hydroelectric generation capacity in operation of 1,158 MW (physical offtake guarantee 652 MW average), and other generation projects. **Vale** and **Cemig GT** respectively hold 55% and 45% of the total capital.

- **Cemig Geração Três Marias S.A.:** A corporation wholly owned by Cemig GT. Its objects are production and sale of electricity as public service concession holder, by commercial operation of the *Três Marias* Hydroelectric Plant, and sale and trading of electricity in the Free Market. It has installed capacity of 396 MW, and guaranteed offtake level ('Assured energy') of 239 MW average.

- **Cemig Geração Salto Grande S.A.:** A corporation wholly owned by **Cemig GT.** Its objects are production and sale of electricity as public concession holder, by commercial operation of the *Salto Grande* Hydroelectric Plant, and trading in electricity in the Free Market. This company has installed generation capacity of 102 MW, and average offtake guarantee of 75 MW.

- **Cemig Geração Camargos S.A.:** Corporation wholly owned by **Cemig GT**. Its objects are production and sale of electricity as public concession holder, by commercial operation of the *Camargos* Hydroelectric Plant, and trading in electricity in the Free Market. Has installed generation capacity of 46 MW, and average offtake guarantee of 21 MW.

- **Cemig Geração Itutinga S.A.:** Corporation wholly owned by **Cemig GT**. Its objects are production and sale of electricity as public concession holder, by commercial operation of the *Itutinga* Hydroelectric Plant, and trading in electricity in the Free Market. Has installed generation capacity of 52 MW, and average offtake guarantee of 28 MW.

- **Cemig Geração Leste S.A.:** Corporation wholly owned by **Cemig GT**. Its objects are production and sale of electricity as public concession holder, by operation of the *Dona Rita, Sinceridade, Neblina, Ervália, Tronqueiras* and *Peti* Small Hydroelectric Plants (PCHs), and trading in electricity in the Free Market. Installed generation capacity is 35.16 MW; average offtake guarantee is 18.64 MW.

- **Cemig Geração Oeste S.A.:** Corporation wholly owned by **Cemig GT**. Its objects are production and sale of electricity as public concession holder, by commercial operation of the *Gafanhoto, Cajuru and Martins* Small Hydroelectric Plants, and trading in electricity in the Free Market. Installed generation capacity is 28.90 MW, and average offtake guarantee 11.21 MW.

- **Cemig Geração Sul S.A.:** Corporation wholly owned by **Cemig GT**. Its objects are production and sale of electricity as public concession holder, by commercial operation of the *Coronel Domiciano, Marmelos, Joasal, Paciência* and *Piau* Small Hydroelectric Plants and trading in electricity in the Free Market. Installed generation capacity is 39.53 MW; average offtake guarantee is 27.42 MW.

Subsidiaries and jointly-controlled entities at development stage:

- **Guanhães Energia S.A. ('Guanhães Energia')** (Jointly controlled): Production and sale of electricity through building and commercial operation of the following Small Hydro Plants (PCHs): *Dores de Guanhães, Senhora do Porto and Jacaré*, in the county of Dores de Guanhães; and *Fortuna II*, in the county of Virginópolis, in Minas Gerais. Construction works are 97% completed, and start of commercial generation is scheduled for April 2017.
- **Cemig Baguari Energia S.A. ('Cemig Baguari')** (Subsidiary) – Production and sale of electricity as an independent power producer in future projects.
- **Amazônia Energia Participações S.A. ('Amazônia Energia')** (Jointly controlled) – Unlisted company whose object is to hold and manage equity interest in **Norte Energia S.A. (Nesa)**, which holds the concession to operate the *Belo Monte* Hydroelectric Plant, on the Xingu River, in the State of Pará. It is jointly controlled by **Light S.A.** (25.5%) and **Cemig** (74.5%). Amazônia Energia owns 9.77% of the share capital of Nesa. The first turbine of the Belo Monte Plant started operating on April 20, 2016 and the second turbine began operating on July 16, 2016. There are more details in Note 15.

Cemig Distribuição S.A. ('Cemig D' or '**Cemig Distribution')** (Subsidiary): Wholly-owned subsidiary, listed but not traded; distributes electricity through networks and distribution lines to practically the whole of the Brazilian State of Minas Gerais.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ('Taesa') (Jointly controlled): Construction, operation and maintenance of electricity transmission facilities in 17 states of Brazil through direct and indirect equity interests in investees.

Light S.A. ('Light') (Jointly controlled): Holds direct or indirect interests in other companies and directly or indirectly operates electricity services, including generation, transmission, trading or distribution, and other related services. Light S.A. has the following subsidiaries and jointly-controlled entities:

- **Light Serviços de Eletricidade S.A. ('Light Sesa')** (Subsidiary) – A listed company operating primarily in electricity distribution, in various municipalities of Rio de Janeiro State.

- **Light Energia S.A.** (Subsidiary) – Plans, builds and operate electricity generation, transmission and sales/trading systems and related services. Owns equity interests in two wind power companies –**Central Eólica São Judas Tadeu Ltda.** and Central **Eólica Fontainha Ltda** – and in **Guanhães Energia S.A.** and **Renova Energia S.A.**

- **Light Esco Prestação de Serviços Ltda. ('Light Esco')** (Subsidiary) – Purchase, sale, importation and exportation of electricity and consultancy services in the electricity sector. Light Esco has an interest in **EBL Companhia de Eficiência Energética S.A.**

- **Itaocara Energia Ltda.** (Subsidiary) – Company and pre-operational phase: principal activity will be construction and operation of generation plants. It is a member of the Itaocara Hydro Plant Consortium for commercial operation of the Itaocara Hydroelectric Plant (51%). **Cemig GT** owns 49%. There are more details in Note 14.

- **Lightger S.A.** (Jointly controlled) – Described in the list of jointly controlled entities of Cemig GT, above.

- **Light Soluções em Eletricidade Ltda.** (Subsidiary)**:** Its main objects are provision of service to low-voltage clients including assembly, overhaul and maintenance of installations in general.

- **Instituto Light para o Desenvolvimento Urbano e Social (Light Institute)** (Subsidiary): Participation in social and cultural projects, and interest in economic and social development of cities.

- **Lightcom Comercializadora de Energia S.A.** (Subsidiary): Purchase, sale, importation and exportation of electricity, and general consultancy, in the free and regulated electricity markets.

- **Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.** (Jointly controlled): Unlisted company, providing technology and systems solutions for operational management of public service concession holders, including companies in electricity, gas, water, sewerage, and other utilities. Jointly owned by Light (51%) and Cemig (49%).

- **Amazônia Energia Participações S.A.** (Jointly controlled) – Described in the list of equity interests of **Cemig GT** above.

- **Renova Energia S.A.** (Jointly controlled) – Described in the list of equity interests of **Cemig GT** above.

Sá Carvalho S.A. (Subsidiary): Production and sale of electricity, as a public electricity service concession holder, through the *Sá Carvalho* hydroelectric power plant.

Usina Térmica Ipatinga S.A. (‘Ipatinga’) (Subsidiary) – Currently without operational activity.

Companhia de Gás de Minas Gerais (‘Gasmig’) (Subsidiary): Acquisition, transport and distribution of combustible gas or sub-products and derivatives, through a concession for distribution of gas in the State of Minas Gerais.

Cemig Telecomunicações S.A. (**‘CemigTelecom’** – previously named Empresa de Infovias S.A.)(Subsidiary): Provision and commercial operation of a specialized telecommunications service through an integrated multi-service network of fiber optic cables, coaxial cables, and electronic and associated equipment. CemigTelecom owns 19.6% of **Ativas Data Center** (**‘Ativas’**) (a jointly controlled entity), which operates primarily in supply of IT and communications infrastructure services, including physical hosting and related services for medium-sized and large corporations.

Efficientia S.A. (Subsidiary): Provides electricity efficiency and optimization services and energy solutions through studies and execution of projects; and services of operation and maintenance in energy supply facilities.

Horizontes Energia S.A. (Subsidiary): Production and sale of electricity, as an independent power producer, through the *Machado Mineiro* and *Salto do Paraopeba* hydroelectric power plants in the State of Minas Gerais, and the *Salto do Voltão* and *Salto do Passo Velho* hydro power plants in the State of Santa Catarina.

Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. (‘**CCEI**’ – previously named *Central Termelétrica de Cogeração S.A.*) (Subsidiary) – Production and sale of electricity as an independent power producer, in future projects.

Rosal Energia S.A. (Subsidiary): Production and sale of electricity, as a public electricity service concession holder, through the *Rosal* hydroelectric power plant located on the border between the States of Rio de Janeiro and Espírito Santo.

Empresa de Serviços e Comercialização de Energia Elétrica S.A. (‘**ESCE’** – previously named *Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A.*) (Subsidiary): Production and sale of electricity as an independent power producer, in future projects.

Cemig PCH S.A. (Subsidiary): Production and sale of electricity as an independent power producer, through the *Pai Joaquim* hydroelectric power plant.

Cemig Capim Branco Energia S.A. (Capim Branco) (Subsidiary): Production and sale of electricity as an independent producer, through the *Amador Aguiar I* and *Amador Aguiar II* hydroelectric power plants, built through a consortium with private-sector partners. This company was merged with and into **Cemig GT** in 2015.

UTE Barreiro S.A. (Subsidiary): Production and sale of thermally generated electricity, as an independent producer, through construction and operation of the *UTE Barreiro* thermal generation plant, located on the premises of V&M do Brasil S.A., in the State of Minas Gerais.

Cemig Trading S.A. (Subsidiary): Sale and intermediation of business transactions related to energy.

Companhia Transleste de Transmissão (Jointly controlled): Operation of the transmission line connecting the substation located in Montes Claros to the substation of the *Irapé* hydroelectric power plant.

Companhia Transudeste de Transmissão (Jointly controlled): Construction, operation and maintenance of national grid transmission facilities of the *Itutinga–Juiz de Fora* transmission line.

Companhia Transirapé de Transmissão (Jointly controlled): Construction, operation and maintenance of the *Irapé–Araçuaí* transmission line.

Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. (Jointly controlled): Described in the investees of Light, above.

Transchile Charrúa Transmisión S.A. (Jointly controlled): Construction, operation and maintenance of the *Charrúa-Nueva Temuco* transmission line, and two sections of transmission line at the *Charrúa* and *Nueva Temuco* substations, in the central region of Chile. The head office of Transchile is in Santiago, Chile. In 2016 Cemig sold the whole of its interest in Transchile to Ferrovial Transco Chile SpA., a company controlled by Ferrovial S.A.

Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (Jointly controlled): Construction, operation and maintenance of the *Furnas-Pimenta* transmission line – part of the national grid.

Participações em Ativos de Energia Elétrica ('Parati') (Jointly controlled): Holding company owning interests, through shares or share units, in other companies, Brazilian or foreign, in any business activity. Parati holds an equity interest of 26.03% in Light. Parati was closed down in 2016, following its reverse absorption by RME and Lepsa, with 50% Cemig ownership in each of these two companies.

Where Cemig exercises joint control it does so through shareholders' agreements with the other shareholders of the investee company.

2. BASIS OF PREPARATION

2.1 Statement of compliance

The Consolidated Financial Statements have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards ('IFRS') as issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

Management certifies that all the material information in the financial statements, and only that information, is being presented, and that it corresponds to the information used by Management in its administration of the company.

On May 16, 2017, the Company's Audit Board authorized filing of the Financial Statements for the year ended December 31, 2016.

2.2 Bases of measurement

The consolidated financial statements have been prepared based on historical cost, with the exception of the following material items recorded in the Statement of financial position:

- Non-derivative financial assets measured at fair value through profit or loss.
- Financial assets held for trading measured at fair value.
- Financial assets of the Concession measured by the New Replacement Value (VNR), equivalent to fair value.

2.3 Functional currency and currency of presentation

These consolidated financial statements are presented in Reais, which is the Company's presentation and functional currency. All the financial information is presented in millions of Reais, except where otherwise indicated.

2.4 Use of estimates and judgments

The preparation of the consolidated financial statements, under IFRS, requires management to make judgments, estimates and assumptions that affect the application of accounting policies and the amounts reported in assets, liabilities, revenues and expenses. Future reported results may differ from these estimates.

Estimates and assumptions are revised continually, using as a reference both historical experience and also any significant changes of scenario that could affect the equity situation of the company or its results in the applicable items. Revisions in relation to accounting estimates are recognized in the period in which the estimates are reviewed, and in any future periods affected.

The principal estimates related to the financial statements refer to recording of effects arising from:

- Allowance for doubtful accounts – see Note 8;
- Deferred income and social contribution taxes – see Note 10;
- Financial assets of the concession – see Note 14;
- Investments – See Note 15.
- Property, plant and equipment – Note 16.
- Intangible assets – see Note 17;
- Depreciation – see Note 16;
- Amortization – see Note 17;
- Employee post-retirement liabilities – see Note 22;
- Provisions – see Note 23;
- Unbilled electricity supplied – see Note 25; and
- Fair value measurement and Derivatives instruments – see Note 30.

2.5 Rules, interpretations and changes that came into force on January 1, 2016

The following rules and changes of rules came into effect during 2016

The Changes to IFRS 7 provide additional orientations to clarify whether a service contract constitutes continuous involvement in an asset transferred, for the purposes of the necessary disclosures in relation to the transferred assets.

The changes to IAS 19 clarify that the rate used to discount obligations for post-retirement benefit should be determined based on AA corporate bond yields at the end of the reporting period.

The changes to IFRS 5 introduce specific orientations in relation to when an entity reclassifies an asset (or group of assets held for sale) from ‘held for sale’ to ‘held for distribution to holders’ (or vice-versa).

Changes to IAS 16 and IAS 38 – Clarification of the acceptable methods for depreciation and amortization.

Changes to IAS 1 – Disclosure Initiative – These offer orientations on application of the concept of materiality in practice.

Changes to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 28 – *Investment entities: Applying exception from consolidation* – These clarify that exemption from preparing consolidated financial statements is applicable to a controlling entity that is the subsidiary of an investment entity, even if the investment entity values all its subsidiaries at fair value under IFRS 10.

Changes to IFRS 11 – *Joint Arrangements* – provides instructions on accounting for the acquisition of a 'business combination' as defined by IFRS 3 – *Business Combinations.*

The application of these changes had no significant impact on the disclosures or the amounts recognized in the financial statements of Cemig.

2.6 New and revised rules and interpretations already issued and not yet adopted, with possible impacts for the Company

In effect for annual periods starting on or after January 1, 2017:

- Changes to IAS 12 – *Recognition of deferred tax assets for non-realized losses.*
- Disclosure Initiative (Changes to IAS 7) – Alters IAS 7 –*Statement of Cash Flows*, to clarify that entities should supply disclosures that enable users of financial statements to evaluate changes in liabilities arising from financing activities. Applicable to annual periods starting on or after January 1, 2017

In effect for annual periods starting on or after January 1, 2018:

- Changes to IFRS 10 and IAS 28 – *Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture* – Deals with situations that involve sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture.
- IFRS 9 – *Financial instruments* – Establishes that all the financial assets recognized that are within the scope of IAS 39 must be subsequently measured at amortized cost or fair value. In relation to the impairment of financial assets, IFRS 9 requires use of a forward-looking 'expected loss' impairment model, in contrast to the model of actual impairment stated in IAS 39.
- IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers: Issued in May 2014, IFRS 15 established a simple and clear model for companies to use in accounting for revenue arising from contracts with clients. When it comes into effect, it will replace the present orientations on recognition of revenue contained in IAS 18 – *Revenues*, IAS 11 – *Construction Contracts* and the related interpretations.

In effect for annual periods starting on or after January 1, 2019:

- IFRS 16 – *Leases* – With this new rule, lessors will have to recognize the liability for future payments and the right to use of the leased asset for practically all leasing contracts, including those currently classified as operational leasing contracts.

The Company is still evaluating the effects of application of these new rules, and changes to existing rules, on the amounts and disclosures presented in the financial statements.

2.7 Principal accounting policies

The accounting policies described in detail below have been applied consistently to all the periods presented in these consolidated financial statements, in accordance with the rules and regulations described in item 2.1 – *Statement of compliance*.

The accounting policies relating to the Company's present operations that require judgment and the use of specific valuation criteria are the following:

a) Financial instruments

Financial liabilities relating to put options – The options to sell units in FIP Melbourne and FIP Malbec ('the SAAG Put') and the options to sell shares in RME and Lepsa ('the Parati PUT') were valued at fair value using the Black-Scholes-Merton (BSM) method. Both the options were calculated using the discounted cash flow method: for the SAAG Put option, up to the third quarter of 2016; and for the Parati Put option, up to the first quarter of 2016. The method used was changed, in the fourth and second quarters, respectively, to the BSM model. The Company calculated the fair value of these options having as a reference their respective prices obtained by the BSM model, valued on the closing date of the financial statements for the 2016 business year.

Share capital: The rights to minimum dividends as established for the preferred shares are described in Note 24 to the financial statements.

Financial instruments available for sale: As from December 31, 2012, assets in this category include the financial assets of the transmission and distribution concession that were covered by Law 12783 (of January 11, 2013). They are measured at New Replacement Value (*Valor Novo de Reposição*, or VNR), equivalent to fair value on the date of these financial statements. The Company recognizes a financial asset resulting from a concession contract when it has an unconditional contractual right to receive cash or another financial asset from, or under the direction of, the Concession-granting power for the services of construction or improvement provided.

Loans and receivables – The category includes: Cash equivalents; Consumers and traders; Power transport concession holders; Financial assets of the concession not covered by Law 12783; the CVA Account (for compensation of changes in Portion A costs) and *Other financial components* of tariff adjustments; Escrow deposits; and Traders – 'Free Energy' transactions.

Cash and cash equivalents includes: Balances of cash; Bank deposits; and cash investments with original maturity of three months or less from the date of contracting, which are subject to an insignificant risk of change in value. Cash and cash equivalents are maintained for the purpose of meeting cash commitments in the short term and not for investment or other purposes.

b) Consumers and traders; Power transport concession holders; and Traders – transactions in 'Free Energy'

Accounts receivable from Consumers and traders, and from power transport concession holders, are initially recorded at value, whether already invoiced or not, and measured by amortized cost. They include any direct taxes for which the company has the tax responsibility, less taxes withheld at source, which are considered to be tax credits.

The provision for doubtful receivables, for low and medium voltage consumers, is recorded based on estimates by Management, in an amount sufficient to cover probable losses. The principal criteria set by the company are: (i) For consumers with significant balances, the balance receivable is analyzed in the light of the history of the debt, negotiations in progress, and real guarantees. (ii) For other consumers, the following are provisioned: Debts from residential consumers more than 90 days past due; debts from commercial consumers more than 180 days past due; and debts more than 360 days past due from other consumers. These criteria are the same as those established by Aneel.

For large consumers an individual analysis is made of the debtors and of the actions in progress for receipt of the credits.

c) Investments

The Company's investments include the intangible concession assets identified on acquisitions, net of any accumulated losses by impairment.

d) Assets linked to the concessions

Electricity distribution activity: The portion of the assets of the concession that will be totally amortized during the concession period is recorded as intangible and is completely amortized during the concession agreement period.

The amortization reflects the pattern of consumption of the rights acquired. It is calculated on the balance of the assets linked to the concession, by the straight-line method, based on the application of the rates set by Aneel for the electricity distribution activity.

The Company calculates the value of the assets which will not be fully amortized by the end of the concession agreement period, and reports this amount as a financial asset because it is an unconditional right to receive cash or other financial asset directly from the grantor.

Company has measured the parcel of the assets that will be completely amortized by the end of the concession, assuming extension of its concession agreement for a further 30 years, as described in more detail in Note 4.

New assets are recorded initially in Intangible assets, valued at acquisition cost, including capitalized borrowing costs. When the assets start operation they are split into financial assets and intangible assets, according to the criterion mentioned in the previous paragraphs: The portion of the assets that is recorded in financial assets is valued based on the new replacement cost, having as a reference the amounts homologated by Aneel for the Asset Base for Remuneration in the processes of tariff review.

When an asset is replaced, the net book value of the asset is written down as an expense in the Statement of income.

Transmission activity: For the new transmission concessions, granted after the year 2000, the costs related to construction of the infrastructure are recorded in the Statement of income as and when they are calculated, and a Construction Revenue is recorded based on the stage of conclusion of the assets, including the taxes applicable to the revenue and any profit margin.

Since the transmission contracts determine that the concession holders have an unconditional right to receive cash or another financial asset directly from, or in the name of, the Concession-granting power, for the new transmission concessions the Company records a financial asset, during the period of construction of lines, the transmission revenue to be received during the whole period of the concession, at fair value.

Of the invoiced amounts of Permitted Annual Revenue (RAP), the portion relating to the fair value of the operation and maintenance of the assets is recorded as revenue in the Statement of income, and the portion relating to the construction revenue, originally recorded at the time of the formation of the assets, is used to recover the financial assets.

Additional expenditures incurred for purposes of capital expansion and improvements to the transmission assets generate additional cash flow, and hence this new cash flow is capitalized into the financial asset balance.

In counterpart to acceptance of the terms of renewal of the old transmission concessions, as described in more detail in Note 4, the greater part of the transmission assets of the old concessions will be the subject of indemnity by the Concession-granting power, having already been written off on December 31, 2012, and an item in Accounts receivable having been posted corresponding to the estimated indemnity to be received.

Gas distribution activity: The portion of the assets of the concession that will be amortized in full during the concession is recorded as an Intangible asset and fully amortized over the period of the concession contract.

The amortization is calculated on the balance of the assets linked to the concession by the straight line method, applying amortization rates that reflect the estimated useful life of the assets.

The Company calculates the value of the assets which will not be fully amortized by the end of the concession agreement period, and reports this amount as a financial asset, because it is an unconditional right to receive cash or other financial asset directly from the grantor.

New assets are recorded initially in Intangible assets, valued at acquisition cost, including capitalized borrowing costs. When they start operation they are divided into a financial asset and an intangible asset, in accordance with a criterion mentioned in the previous paragraphs. When an asset is replaced, the net book value of the asset is written down as an expense in the Statement of income.

e) Intangible assets

Intangible assets comprise assets relating to: service concession contracts, and software. These are measured at total acquisition cost, less expenses of amortization.

Interest and other financing charges incurred on financings linked to works in progress are appropriated to Intangible assets in progress, and Consortia, during the period of construction.

For borrowings raised for the construction of a specific PP&E asset, the Company allocates all of the financial costs related to the borrowings directly to the respective assets being financed. For other borrowings raised that are not linked directly to a specific PP&E asset, a weighted average rate is established for the capitalization of the costs of those loans.

For intangible assets linked to the concession, the accounting practices described in the item ‘Assets linked to the concession’ above are applied.

f) Property, plant and equipment

Depreciation and amortization: These are calculated on the balance of property, plant and equipment in service and investments in consortia, on a straight-line basis, using the rates determined by Aneel for the assets related to electricity activities, which reflect the estimated useful life of the assets.

The depreciation rates applied to the Company's property, plant and equipment assets are shown in Note 16 to the financial statements.

Assets not fully depreciated by the end of the concession will be reverted to the Concession-granting power and this non-depreciated portion will be indemnified.

Interest and other financing charges incurred on financings linked to works in progress are appropriated to PP&E assets in progress, and Consortia, during the period of construction.

For borrowings raised for the construction of a specific PP&E asset, the Company capitalizes all of the financial costs related to the borrowings directly to the respective assets being financed. For other borrowings raised that are not linked directly to a specific PP&E asset, a weighted average rate is established for the capitalization of the costs of those loans.

The residual value is the balance remaining of the asset at the end of the concession, thus, as established in a contract signed between the Company and the federal government, at the end of the concession the assets will be reverted to the federal government which, in turn, will indemnify the Company for those assets that have not yet been totally depreciated. In cases where there is no indemnity at the end of the concession, no residual value is recognized, and the depreciation rates are adjusted so that all the assets are depreciated within the concession period. See more details in Note 14.

g) Impairment

In assessing impairment, the Company uses historic trends of the probability of default, timing of recoveries and the amount of loss incurred, adjusted for management's judgment as to whether current economic and credit conditions are such that the actual losses are likely to be greater or less than suggested by historical trends.

h) Benefits to employees

For the Company's retirement benefit pension plan obligations, the liability recorded in the statement of financial position is the greater of: (a) the debt agreed upon with the foundation for amortization of the actuarial obligations, and (b) the present value of the actuarial obligation, as calculated by a qualified actuary, less the fair value of the plan's assets, and adjusted for unrecognized actuarial gains and losses. In the business years presented, the expenses related to the debt agreed upon with the pension fund were registered in Financial revenue (expenses), because they represent interest and monetary updating. The other expenses on the pension fund were recorded as operational expenses.

Short-term benefits to employees: Employees' profit shares specified in the Company's by-laws are accrued for in accordance with the collective agreement established with the employee unions and recorded in Employees' and managers' profit shares in the Statement of income.

i) Income and Social Contribution taxes

Deferred income tax and Social Contribution tax assets are reviewed at each financial position date and are reduced to the extent that it is no longer probable that the related tax benefit will be realized.

j) Operational revenue

In general, for the Company's business in the electricity, gas, telecommunications and other sectors, revenues are recognized when there is persuasive evidence of agreements, when delivery of merchandise takes place or when the services are provided, the prices are fixed or determinable, and receipt is reasonably assured, independently of whether the money has actually been received.

Revenues from sale of electricity are recorded based on the electricity delivered and the tariffs specified in the terms of the contract or in effect in the market. Revenues from retail supply of electricity to final consumers are recorded when the delivery has taken place. The billing is carried out monthly. Unbilled retail supply of electricity, from the period between the last billing and the end of each month, is estimated based on the billing from the previous month and is accrued for at the end of the month. The differences between the estimated amounts accrued and the actual revenues realized are recorded in the following month.

Revenue from the supply of electricity to the Brazilian grid system is recorded when the delivery has taken place and is invoiced to consumers on a monthly basis, in accordance with the payment schedules specified in the concession agreement.

For the older transmission concessions, granted before 2000, the fair value of the operation and maintenance of the transmission lines and the remuneration of the financial asset are recorded as revenue in the Statement of income for each period.

The services provided include charges for connection and other related services; the revenues are accounted when the services are provided.

The 'Portion A' revenue and the Other financial items related to tariff adjustments are recognized in the statement of income when the costs effectively incurred are different from those incorporated into the electricity distribution tariff. For more details, see Note 14.

The gain on adjustment of expectation of cash flow from the indemnifiable financial asset of the distribution concession arising from the variation in the fair value of the Remuneration Asset Base is presented as operational revenue, together with the other revenues related to the Company's end-activity.

k) Financial revenue and expenses

Financial revenue includes interest income on funds invested, fee income for consumer payments made late, interest income on financial assets of the concession, and interest income on other financial assets. Interest income is recognized in the Statement of income using the effective interest method.

Financial expenses include: interest expense on borrowings; and foreign exchange and monetary variation on borrowing cost of debt, financings and debentures. Interest expense on the Company's borrowings that is not capitalized is recognized in the Statement of income using the effective interest method.

l) Segment reporting

The operating results of all operating segments for which discrete financial information is available are reviewed regularly by the Company's CEO, to make decisions about resources to be allocated to the segment, and to assess its performance.

Segment results that are reported to the CEO include items directly attributable to a segment as well as those that can be allocated on a reasonable basis. Unallocated items comprise mainly corporate assets (primarily the Company's headquarters) and head office expenses.

Segment capital expenditure is the total cost incurred during the year to acquire: the Financial assets of the concession; Property, plant and equipment; and Intangible assets other than Goodwill.

m) Determination of the adjustment to present value

The Company has applied adjustment to present value to certain concession contracts held for consideration, and also to the balance of debentures issued by the Company. Discount rates were used that are compatible with the cost of funding in transactions with the same maturity on the date of the transactions. These rates are: 12.50% for the small hydro plants and 5.10% for the conventional hydroelectric plants.

2.8 Restatement of the Income Statement for the years ended December 31, 2015 and 2014

The Company, in order to more adequately present its financial and operational performance, concluded that the adjustment related to the expectation of cash flow from the indemnifiable financial asset of the distribution concession should be presented as an operating revenue, instead of financial revenue, under net financial revenue (expenses), as originally presented, in order to be presented together with the other revenues related to its core business. This classification results in a more adequate presentation of the energy distribution business performance and provides a better presentation of the company's performance.

This conclusion is based in the following facts:

i. Investing in infrastructure is an inherent activity of the energy distribution business, which business model is supported by the construction, maintenance and operation of this infrastructure;

ii. Part of the energy distribution industry, as well as the energy transmission industry, already adopts this classification, hence the Company will be increasing the comparability of its financial statements with others;

iii. As a result of the inflation increase in the past years faced by the country, which directly impacted the increase in the financial asset of the concession, impacted the importance of this revenue in the income statement.

In accordance with the requirements of IAS 8—Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors, the Company changed the accounting policy previously adopted to an accounting policy that better presents its business performance (as described in the above mentioned topics). Therefore, the corresponding figures in the financial statements relating to the consolidated income statement for the year ended December 31, 2015 and 2014, presented for purposes of comparison, were retrospectively reclassified and are being restated for purposes of comparison. The reclassification does not change the total consolidated assets, consolidated equity, net income, statements of comprehensive income and cash flow.

The consolidated income statement for the year ended December 31, 2015, presented for purposes of comparison, is as follows:

	2015	Ajustment	2015 Restated
NET REVENUE	**21,292**	**576**	**21,868**
OPERATING COSTS			
COST OF ELECTRICITY AND GAS			
Electricity purchased for resale	(9,542)	—	(9,542)
Charges for use of the national grid	(999)	—	(999)
Gas bought for resale	(1,051)	—	(1,051)
	(11,592)	—	(11,592)
OTHER COSTS			
Personnel and managers	(1,143)	—	(1,143)
Materials	(126)	—	(126)
Outsourced services	(740)	—	(740)
Depreciation and amortization	(811)	—	(811)
Operating provisions	(23)	—	(23)
Infrastructure construction cost	(1,252)	—	(1,252)
Other	(96)	—	(96)
	(4,191)	—	(4,191)
TOTAL COST	**(15,783)**	**—**	**(15,783)**
GROSS PROFIT	**5,509**	**576**	**6,085**
OPERATING EXPENSES			
Selling expenses	(175)	—	(175)
General and administrative expenses	(674)	—	(674)
Operating provisions	(1,203)	—	(1,203)
Other operating expenses	(482)	30	(452)
	(2,534)	30	(2,504)
Equity method gains in non-consolidated investees	393	—	393
Fair value results in Corporate Operation	729	—	729
Income before Financial income (expenses) and taxes	**4,097**	**606**	**4,703**
Financial revenues	1,469	(606)	863
Financial expenses	(2,204)	—	(2,204)
Income before income tax and social contribution tax	**3,362**	**—**	**3,362**
Current income tax and Social Contribution tax	(881)	—	(881)
Deferred income tax and Social Contribution tax	(12)	—	(12)
NET INCOME FOR THE YEAR	**2,469**	**—**	**2,469**
Total of net income for the year attributed to:			
Interest of the controlling shareholders	2,469	—	2,469
Interest of non-controlling shareholder	—	—	—
	2,469	**—**	**2,469**
Basic and diluted income per preferred share	1.96	—	1.96
Basic and diluted income per common share	1.96	—	1.96

The consolidated income statement for the year ended December 31, 2014, presented for purposes of comparison, is as follows:

	2014	Ajustment	2014 Restated
NET REVENUE	**19,540**	**55**	**19,595**
OPERATING COSTS			
COST OF ELECTRICITY AND GAS			
Electricity purchased for resale	(7,428)	—	(7,428)
Charges for the use of the national grid	(744)	—	(744)
Gas purchased for resale	(254)	—	(254)
	(8,426)	—	(8,426)
OTHER COSTS			
Personnel and managers	(999)	—	(999)
Materials	(340)	—	(340)
Outsourced services	(736)	—	(736)
Depreciation and amortization	(779)	—	(779)
Operating provisions	(262)	—	(262)
Infrastructure construction cost	(942)	—	(942)
Other	(318)	—	(318)
	(4,376)	—	(4,376)
TOTAL COST	**(12,802)**	**—**	**(12,802)**
GROSS PROFIT	**6,738**	**55**	**6,793**
OPERATING EXPENSES			
Selling expenses	(128)	—	(128)
General and administrative expenses	(654)	—	(654)
Operating provisions	(190)	—	(190)
Other operating expenses	(677)	3	(674)
	(1,649)	3	(1,646)
Equity in earnings of unconsolidated investees, net	210	—	210
Gain on acquisition of control of investee	281	—	281
Income before Financial income (expenses) and taxes	**5,580**	**58**	**5,638**
Financial revenues	593	(58)	535
Financial expenses	(1,694)	—	(1,694)
Income before income tax and social contribution tax	**4,479**	**—**	**4,479**
Current income and social contribution taxes	(1,259)	—	(1,259)
Deferred income and social contribution taxes	(83)	—	(83)
NET INCOME FOR THE YEAR	**3,137**	**—**	**3,137**

3. PRINCIPLES OF CONSOLIDATION

The financial statements date of the subsidiaries and jointly-controlled entities, used for the purposes of calculation of consolidation and equity in earnings of unconsolidated investees coincide with those of the Company.

The Company uses the criteria of full consolidation for the following companies which are direct equity investments of Cemig:

	Dec. 31, 2016	Dec. 31, 2015	Dec. 31, 2014
	Direct interest %	Direct interest %	Direct interest %
Cemig Geração e Transmissão	100.00	100.00	100.00
Cemig Distribuição	100.00	100.00	100.00
Gasmig	99.57	99.57	99.57
CemigTelecom	100.00	100.00	100.00
Rosal Energia	100.00	100.00	100.00
Sá Carvalho	100.00	100.00	100.00
Horizontes Energia	100.00	100.00	100.00
Usina Térmica Ipatinga	100.00	100.00	100.00
Cemig PCH	100.00	100.00	100.00
Cemig Capim Branco Energia	—	—	100.00
Cemig Trading	100.00	100.00	100.00
Efficientia	100.00	100.00	100.00
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada	100.00	100.00	100.00
UTE Barreiro (Barreiro Thermal Plant)	100.00	100.00	100.00
Empresa de Serviços e Comercialização de Energia Elétrica	100.00	100.00	100.00

a) Subsidiaries and jointly-controlled entities

The financial statements of subsidiaries are included in the consolidated financial statements as from the date on which the control starts until the date on which the control ceases to exist. The assets, liabilities and profit (loss) of the subsidiaries were consolidated using full consolidation. The accounting policies of the subsidiaries and jointly-controlled entities are aligned with the policies adopted by the Company. The financial information of the jointly-controlled entities is recognized by the equity method of accounting.

b) Consortia

The assets, liabilities, and profits (losses) of a consortium are recorded in accordance with the percentage interest held in the consortium, since these investments are considered to be ‘joint operations’ in accordance with the requirements of IFRS11.

c) Transactions eliminated in consolidation

Intra-group balances and transactions, and any unrealized income and expenses arising from intra-group transactions, are eliminated in preparing the consolidated financial statements. Unrealized gains arising from transactions with investee companies recorded by the equity method are eliminated against the investment in proportion to the Company's equity interests in the investee. Unrealized losses are eliminated in the same way as unrealized gains are eliminated, but only up to the point at which there is no evidence of impairment.

The financial statements of Transchile, for the purposes of calculations by the equity method, are converted from US dollars (the functional currency of Transchile) to Reais based on the exchange rate at last quoted day of the year, since Cemig's functional currency is the Real. Foreign currency differences are recognized in Other comprehensive income and presented in equity up to the date of the sale of the interest in Transchile. After conclusion of the sale, the amount recognized in Other comprehensive income, in Equity, was transferred in full to the Income statement. In 2016, the whole of Cemig's interest in Transchile was sold to Ferrovial Transco Chile SpA., a company controlled by Ferrovial S.A. For fuller details please see Note 15.

The consolidated financial statements include the balances and transactions of the investment funds in which the Company and its subsidiaries and jointly-held subsidies are the sole unit holders. These funds comprise public securities, private securities and debentures of companies which have low risk classification, ensuring high liquidity.

These investment funds, the financial statements of which are regularly reviewed/audited, are subject to limited obligations, namely payment for services provided by the administrators of the assets, attributed to the operation of the investments, such as charges for custody, auditing and other expenses, and there are no significant financial obligations, nor are there assets of the unit holders to guarantee those obligations.

4. CONCESSIONS AND AUTHORIZATIONS

Cemig and its subsidiaries hold the following concessions and authorizations, from the National Electricity Agency, Aneel:

	Location	Date of concession or authorization	Expiration date
GENERATION			
Hydroelectric plants			
São Simão (1)	Rio Paranaíba	01/1965	01/2015
Emborcação	Rio Paranaíba	07/1975	07/2025
Nova Ponte	Rio Araguari	07/1975	07/2025
Jaguara (1)	Rio Grande	08/1963	08/2013
Miranda (1)	Rio Araguari	12/1986	12/2016
Três Marias	Rio São Francisco	01/2015	01/2045
Volta Grande	Rio Grande	02/1967	02/2017
Irapé	Rio Jequitinhonha	01/1999	02/2035
Salto Grande	Rio Santo Antônio	01/2015	01/2045
Queimado	Rio Preto	11/1997	01/2033
Itutinga	Rio Grande	01/2015	01/2045
Camargos	Rio Grande	01/2015	01/2045
Piau	Rio Piau / Pinho	01/2015	01/2045
Gafanhoto	Rio Pará	01/2015	01/2045
Cachoeirão SHP	Rio Manhuaçu	07/2000	07/2030
Santo Antônio	Madeira	06/2008	06/2043
Baguari	Rio Doce	08/2006	08/2041
Pipoca SHP	Rio Manhuaçu	09/2001	09/2031
Other	Various	Various	Various
Wind farms (2)			
Morro do Camelinho	Gouveia – Minas Gerais	03/2000	01/2017
Praias do Parajuru	Beberibe – Ceará	09/2002	08/2029
Volta do Rio	Acaraú – Ceará	12/2001	08/2034
Praia de Morgado	Acaraú – Ceará	12/2001	08/2034
Thermal plants			
Igarapé	Juatuba – Minas Gerais	01/2001	08/2024
Barreiro	Belo Horizonte, Minas Gerais	02/2002	04/2023
TRANSMISSION			
National grid	Minas Gerais	07/1997	07/2015
Itajubá Substation	Minas Gerais	10/2000	10/2030
DISTRIBUTION	Minas Gerais	01/2016	12/2045

(1) The extension of the concession specified in the concession contract is not included in these figures. See details in this Note.
(2) Permission to operate the activity of wind power generation is given by means of authorizations.

Generation concessions

In the generation business, the Company sells electricity: (1) through auctions to distributors to meet the demands of their captive markets; and (2) to Free Consumers in the Free Market (*Ambiente de Contratação Livre*, or ACL). In the Free Market, electricity is traded by generation concession holders, Small Hydro Plants (SHPs), self-producers, traders, and importers of electricity.

Free Consumers are those that have demand of more than 3MW at a voltage of 69kV or higher, or at any voltage if their supply began after July 1995.

A consumer that has opted for the Free Market may return to the regulated system only if it gives its distributor five years' prior notice. The purpose of this period of notice is to ensure that if necessary the distributor will be able to buy additional electricity to supply the re-entry of Free Consumers into the Regulated Market. The state-controlled generators can sell electricity to Free Consumers but, unlike the private generators they are obligated to do so through an auction process.

Auctions of electricity generation concessions

In November 2015, Cemig GT took part in Auction 12/2015 and won the concessions for Lot D. This was for 18 plants – shown below – for five of which the concession had been previously held by Furnas S.A.:

Generating plant	Concession expiry date	Installed capacity (MW)	Average physical offtake guarantee level ('Assured Energy') – MW
Três Marias Hydroelectric Plant	Jan. 2045	396.00	239.00
Salto Grande Hydroelectric Plant	Jan. 2045	102.00	75.00
Itutinga Hydroelectric Plant	Jan. 2045	52.00	28.00
Camargos Hydroelectric Plant	Jan. 2045	46.00	21.00
Piau Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	18.01	13.53
Gafanhoto Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	14.00	6.68
Peti Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	9.40	6.18
Tronqueiras Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	8.50	3.39
Joasal Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	8.40	5.20
Martins Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	7.70	1.84
Cajuru Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	7.20	2.69
Paciência Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	4.08	2.36
Marmelos Small Hydroelectric Plant	Jan. 2045	4.00	2.74
Coronel Domiciano Small Hydroelectric Plant (1)	Jan. 2045	5.04	3.59
Dona Rita Small Hydroelectric Plant (1)	Jan. 2045	2.41	1.03
Ervália Small Hydroelectric Plant (1)	Jan. 2045	6.97	3.03
Neblina Small Hydroelectric Plant (1)	Jan. 2045	6.47	4.66
Sinceridade Small Hydroelectric Plant (1)	Jan. 2045	1.42	0.35
		699.60	**420.27**

(1) Plants for which the concession was previously held by Furnas.
Please note that the information presented in this table on installed capacity, guaranteed average offtake, and other operational information is not part of the scope of an audit of financial statements, and has thus not been examined by the external auditors.

For more information please see Note 14.

Renewal of the concessions of the *Jaguara, São Simão* and *Miranda* Hydroelectric Plants

The company believes that it has the right to completion of periods of these concessions, based on the original terms of the Concession Contracts, and is currently arguing this in the courts.

The *Jaguara* hydroelectric plant

As specified in the Concession Contract for the *Jaguara* Plant, the Company applied for the extension of the concession. The Mining and Energy Ministry ('MME') refused the Company's application, on the grounds that the application was made outside the time limits set by Law 12783/13.

On June 20, 2013, Cemig GT obtained an interim injunction in its application to the Higher Appeal Court (*Superior Tribunal de Justiça*, or STJ) for order of *mandamus* No. 20.432/2013, against the decision of the MME not to entertain the application for extension of the period of concession of the Jaguara plant (424MW capacity, with average 336 MW assured offtake), which had an expiration date on August 28, 2013. The interim remedy, given by Reporting Justice Sérgio Kukina, ensured that Cemig GT would continue to operate the concession for the Jaguara plant until final judgment in the action. On August 23, 2013, Reporting Justice Sérgio Kukina ruled that the application for mandamus had failed.

On August 30, 2013 the STJ granted an interim order, published on September 3, 2013, in a new application for *mandamus* in the STJ, against the decision by the Mining and Energy Ministry which, in a dispatch published on August 23, 2013, refused, on its merits, the application by Cemig GT for extension of the concession of the Jaguara Plant under its Concession Agreement. This interim order gave Cemig GT the right to remain in control of the Jaguara Plant, commercially operating the public service concession granted to it, until final judgment of the case.

On June 24, 2015 the judgment on the application for mandamus brought by Cemig GT was completed. With all the votes given by the Justices of the first Section of the STJ, the applications made by Cemig GT were defeated by six judgment votes to 2.

On September 22, 2015, Cemig GT filed a further action, for Provisional Remedy, with the Federal Supreme Court (*Supremo Tribunal Federal*, or STF), to maintain ownership of the concession for the Jaguara plant, on the initial bases of the concession agreement.

On November 3, 2015, the Reporting Justice of the Federal Supreme Court published a Dispatch requesting a position from the parties on their interest in holding a reconciliation hearing, due to the complexity and importance of the debate on the subject in the action for Provisional Remedy. On November 4, 2015, Cemig filed a statement with the Court stating its interest in such a hearing.

On December 21, 2015, Supreme Court Justice Dias Toffoli, rapporteur of the case, granted the application for interim injunction made by the Company, to suspend the effects of the judgment of the First Section of the STJ, and keep Cemig GT in possession of the concession to operate the Jaguara plant, on the initial bases of the concession agreement, until such time as the Supreme Court might make a decision to the contrary. On February 1, 2016, the decision granting the application for interim injunction applied for was published.

On February 15, 2016 the Panel Judgment of the STJ was published, containing the decision of the First Section of that Court, which refused to grant mandamus and refused the Special Appeal.

On February 22, 2016, in the STF, the Reporting Justice issued a Dispatch extending continuity of the Reconciliation Hearing between Cemig GT and the federal government; the parties are currently awaiting a further dispatch to set a new date for continuation of that hearing, begun on December 15, 2015.

On March 1, 2016 the Company filed an Ordinary Appeal with the STJ against the panel judgment of February 15, 2016, and on April 11, 2016 the Justice Deputy Chair of the STJ issued a decision accepting that this Ordinary Appeal should be heard, and ordered it to be submitted to the STF.

On March 21, 2017 the Federal Supreme Court revoked the interim order given in the case in which Cemig GT is requesting suspension, until final judgment on the Ordinary Appeal by the Supreme Court, of the effects of the judgment of the First Section of the Supreme Court which refused to grant an order to maintain Cemig GT's ownership of the concession for the Jaguara Plant on the initial bases of Concession Contract 007/97. The judgment remitted the case records to the office of the Procurator-General of the Republic (PGR), for that body to state its opinion.

On December 31, 2016 the asset, at book value of R$ 41, is posted in PP&E, and in 2016 the Company recognized the plant's revenues from sales of power supply, and operational costs, since it remained in control of the asset during this period.

On March 29, 2017 Cemig GT filed an Internal Appeal against the decision that repealed the remedy, requesting a revision of judgment, to allow cognizance to be taken of a Special Appeal.

The São Simão hydroelectric plant

On June 3, 2014, the Company filed a request for extension of the concession of the *São Simão* Hydroelectric Plant, since it believes that the concession contract for this plant is not subject to the new rules created by Provisional Measure 579 (which became Law 12783/2013).

On August 5, 2014, the Council of Aneel decided to recommend to the Mining and Energy Ministry (MME) that renewal of the concession for the São Simão plant should be refused.

On August 29, 2014, the Mining and Energy Minister decided to refuse the request for extension of the period of concession of the São Simão plant, based on Opinion 559/2014/CONJURMME/CGU/AGU.

On September 10, 2014, Cemig GT filed a Hierarchy Appeal with the MME, with request for reconsideration, for the Mining and Energy Minister to reconsider his decision and to grant the Company's request based only on the Concession Contract; and, successively, that the appeal should be sent to the President of the Republic, so that the President should issue a decision in favor of the Company's request in the same terms. This appeal is still pending, awaiting consideration by the MME.

Notwithstanding this, on December 15, 2014 Cemig GT filed an application for mandamus (No. 21465/DF), with the Higher Appeal Court (STJ), requesting interim relief, against an illegal act by the Mining and Energy Minister, violating net and certain right of the plaintiff, for the purpose of obtaining extension of the period of concession of the São Simão plant, based on the Concession Contract.

On December 17, 2014, Justice Mauro Campbell granted an interim order (published on December 19, 2014) that Cemig GT should remain in control of the plant, commercially operating the public service concession conceded to it, until the final judgment on application for mandamus governing the *Jaguara* plant, or until a re-examination of the remedy just refused.

When the judgment in the application for mandamus governing the *Jaguara* plant was concluded, with rejection of the application, the Reporting Justice revoked the interim remedy given in the Application for mandamus relating to the *São Simão* plant, the decision on which was published on June 30, 2015.

On July 3, 2015, Cemig GT filed a Special Appeal for retraction of the decision by the Reporting Justice, or, if the court should not be of that opinion, that the appeal referred to should be submitted to consideration by the First Section of the STJ, for an interim remedy ordering that the Company should continue to hold the concession for the São Simão Plant, on the initial bases of the Concession Contract.

On July 10, 2015, the Energy Planning and Development Department (*Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético*) sent an official letter to Cemig GT requiring it to state whether the Company would be interested in remaining in possession of the *São Simão* Plant, on the new bases of Law 12783/13, until its assumption by the winner of a new tender to be held, in view of the repeal of the interim remedy.

In response to this new event, on July 22, 2015 Cemig GT filed a petition with the Chair of the STJ requesting the application for retraction made within the Special Appeal, in such a way that, through reconsideration of the decision appealed against, an interim remedy should be granted, to keep the Company as holder of the concession of the São Simão Plant, on the initial basis of the Concession Agreement, until final judgment be given on this application for mandamus, or, subsidiarily, that, at least, suspension effect should be attributed to the Special Appeal.

On August 20, 2015 it was stated that the MME would take the necessary measures to designate Cemig GT as provider of electricity generation service through the São Simão plant, under the quota regime, on the basis that the revocation of the interim order given in the application for mandamus had immediate enforceability.

In response, Cemig GT stated interest in remaining responsible for the provision of the electricity generation service of the São Simão plant, but pointed out that there are doubts as to the type, and legal security, of this provision of services, since the matter was still pending court and administrative decisions.

The MME, by Ministerial Order 432/2015, published on September 15, 2015, designated Cemig GT as the party responsible for provision of electricity generation service through the São Simão plant, under the quota regime (being responsible for the operation and maintenance of the plant without, however, having the right to its output of electricity, which will be allocated to the Guaranteed Power Offtake Auctions) until the taking over of the concession by the winner of the auction.

Further, in the judiciary, Cemig GT filed a further application for mandamus, to Justice Mauro Campbell Marques, requesting an annulment of the act of coercion, and assertion of the interim remedy that authorized the applicant to remain in possession and operation of the concession of the São Simão plant, on the initial bases of the contract, until final judgment was given on the application for mandamus governing the São Simão plant or, subsidiarily, until the merit of the Special Appeal would be considered.

On September 8, 2015, the decision of the Reporting Justice (Justice Herman Benjamin) was published, refusing the application for interim remedy applied for by the Company.

Also on September 8, 2015, a Special Appeal was filed against the decision of Justice Herman Benjamin that refused the application for interim remedy that had been made. During the Session of the Special Court of the STJ, on November 4, 2015, the Special Appeal was unanimously refused, in the terms of the judgment of the Reporting Justice.

On November 25, 2015, the Special Appeal filed by Cemig GT against the decision that overturned the interim remedy, in application for mandamus N° 21.465/DF, was, unanimously, refused by the first Section of the STJ, the said Appeal Court Judgment being published on December 1, 2015, the judgment on the merits of this application for mandamus remaining to be heard.

On March 6, 2017 the STJ granted an interim remedy maintaining Cemig GT in possession of the concession to operate the São Simão plant on the initial terms of its Concession Contract 007/1997, until conclusion of the judgment of the Company’s application for mandamus.

On March 28, 2017 the interim remedy was revoked in the case in which Cemig GT seeks, in the STJ, annulment of the decision of the Mining and Energy Ministry (MME) which refused, on its merits, the application by Cemig GT for extension of the period of concession of the São Simão hydro Plant, in the terms of its Concession Contract.

Considering the present status of the legal dispute, the Company:

- recognized, up to the date of September 15, 2015, the operational revenues from sales of power supply and costs of this plant, in accordance with current accounting practices, in view of the fact that it remained in control of the asset up to that date;
- considering the requirements of Ministerial Order 432/2015, as from September 16, 2015, ceased to recognize the expenses of depreciation on the São Simão plant, and began to recognize revenues relating to the provision of services of operation and maintenance of the plant, in accordance with the regime of quotas;
- transferred, on September 16, 2015, the amount of R$ 220 from its PP&E to the account line 'Other long term assets', considering that it is still under decision in the Courts. Based on the terms of the concession agreement, this asset is considered as having a recovery value higher than the value at which it is recorded.

Concession of the *Miranda* Hydroelectric Plant

On June 10, 2016, Cemig Geração e Transmissão filed application to the regulator, Aneel, to extend the period of the concession for the *Miranda* Hydroelectric Plant for 20 years. On July 12, 2016, Aneel, complying with the judgment vote of the Reporting Council Member in the case, José Jurhosa Junior, decided to submit the case "*to the Mining and Energy Ministry with the recommendation not to give cognizance to the request by Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig GT for extension of the period of concession of the Miranda Hydroelectric Plant, since that request was made outside the period stipulated by Law 12783/2013*".

Cemig GT filed a request with the Concession-granting power requesting extension of the concession for the *Miranda* Hydroelectric Plant under Concession Contract 007/1997 – this plant had a period of the concession expiring on December 23, 2016.

Considering that this request was not accepted by the Mining and Energy Ministry, Cemig GT applied to the Higher Appeal Court (STJ) for an interim remedy. This was granted on December 22, 2016, ordering that control of the Miranda hydroelectric plant should remain with the Company, on the initial bases of Concession Contract 007/1997, until completion of the judgment in the application for Mandamus made by the Company.

On December 31, 2016 the asset, with book value of R$ 756, is posted in PP&E, and in 2016 the Company recognized the revenue from sales of power supply, and operational costs, of this plant, since it remained in control of the asset during that period.

On March 29, 2017, the interim remedy (injunction) given in application for mandamus number 23.042/DF, before the Higher Appeal Court (STJ), brought by the Company to annul the decision by the Mining and Energy Ministry (MME) which refused, on merits Cemig GT's request for ratification of the extension of its concession for the Miranda Hydroelectric Plant, under its Concession Contract, number 007/97, was revoked.

Administrative proceedings – Material Announcement of February 21, 2017

Subsidiarily to its request for extension for 20 years of the concessions of the Jaguara, São Simão and Miranda Hydroelectric Plants, the Company requested opening of an Administrative Proceeding under Paragraph 1-C of Article 8 of Law 12783/2013, in benefit of Cemig GT.

Paragraph 1-C was added to Article 8 of Law 12783, of 2013, by Law 13360, of November 17, 2016, and enables the federal government to grant a concession contract for electricity generation for a period of 30 (thirty) years when there is transfer of control of a legal entity that is already providing this service (in this case, one of the subsidiaries of Cemig GT), and is under direct or indirect control of an individual State, or the Federal District, or the municipality, provided that:

I – the tender, which may be by auction or by competitive bidding, is held by the controlling shareholder on or before February 28, 2018; and

II – the transfer of control takes place by June 30, 2018.

The subsidiary request was made on the grounds of the spirit of conciliation and cooperation that should govern the relationship between a concession holder and the concession-granting power, and the constant quest, at all times, for alternatives that present the best solution for consumers, for the country and for the shareholders of the Company – who in this case include the people of the state of Minas Gerais.

Thus, in the event that the Ministry decides to maintain its position, and if all the court judgments that have determined that Law 12783/2013 should prevail to the detriment of the provisions of the Second Subclause of Clause 4 of Contract CEMIG 007 of 1997 are maintained, Cemig GT has requested, for the benefit of one of its subsidiaries, application of the rule that is now contained in §1-C of Article 8 of Law 12783 of 2013.

We would point out that the presentation of the Subsidiary Request does not result in any waiver by Cemig GT of its right – which is the subject of the legal actions that it currently has in progress against the federal government – that is to say its right to guaranteed extension of the concessions as specified in Clause 4 of Concession Contract 007/1997.

On the same date the Company filed with the MME a response to the formal question as to its interest in remaining as provider of electricity generation service after the ending of the concession period of the *Volta Grande* Hydroelectric Plant, which took place on February 23, 2017. In this response, and adding a request of its own, the Company stated its interest in remaining responsible for the provision of electricity generation service by this hydroelectric plant, and also requested opening of an administrative proceeding for the purposes of §1-C of Article 8 of Law 12783/2013, also to the benefit of one of the service providing subsidiaries of Cemig GT.

Management continues to be confident of its right in relation to the *Jaguara*, *São Simão* and *Miranda* plants, supported by a contractual clause, by the legislation in force, and by opinions issued by renowned jurists. The Company's internal and external legal advisers have categorized the chance of success in the court dispute as 'possible'.

Transmission concessions

Under its transmission concession contracts, the Company is authorized to charge the Tariff for Use of the Transmission System (*Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão*, or TUST). Tariffs are adjusted annually on the same date as the adjustments of the Permitted Annual Revenue (*Receitas Anuais Permitidas*, or RAP) of the holders of transmission concessions. This tariff period starts on July 1 of the year of publication of the tariffs and runs until June 30 of the subsequent year.

The service of transport of large quantities of electricity for long distances, in Brazil, is provided by a network of transmission lines and substations operating at a voltage of 230kV or higher, referred to technically as the Basic Grid (*Rede Básica*), or National Grid.

Any agent of the electricity sector that produces or consumes electricity has the right to use the National Grid, as does the consumer, provided certain technical and legal requirements are met. This is referred to as Open Access, and in Brazil is guaranteed by law and by the regulator, Aneel.

The payment for use of transmission service also applies to generation provided by Itaipu Binacional. However, due to the legal characteristics of that plant, the corresponding charges are assumed by a number of holders of distribution concessions that hold quotas of its output.

For the newer transmission concessions – granted after the year 2000 – the portion of the assets that will not be used up during the concession is recorded as a financial asset, because there is an unconditional right to receive cash or other financial assets directly from the grantor at the end of the concession agreement period.

For the older transmission concessions, granted before the year 2000, renewals have been applied for as from January 1, 2013 in accordance with Law 12783, under which the assets are the property of the Concession-granting Power, and the Company is remunerated, as from 2013, for the operation and maintenance of these assets.

Distribution of electricity concessions

Cemig D has the concession from Aneel for commercial exploration of the activity of distribution of electricity in the greater part of the State of Minas Gerais, expiring in December 2045.

As determined by the concession contract, all assets and facilities that are linked to the provision of the distribution service and which have been created by the concession holder are considered reversible and part of the assets of the related concession. These assets are automatically reverted to the Grantor at the end of the contract, and are then valued to determine the amount of the indemnity payable to the concession holder, subject to the amounts and the dates on which they were incorporated into the electricity system.

The Company does not have obligations to make payment in compensation for commercial operation of the distribution concessions, but is required to comply with requirements related to quality, and investments made, in accordance with the concession contract.

The concession contracts, and the Brazilian legislation, establish a mechanism of maximum prices that allows for three types of adjustment to tariffs: (i) an annual tariff adjustment; (ii) periodic review of tariffs; and (iii) extraordinary reviews.

Each year the Company has the right to request the annual adjustment, the purpose of which is to compensate for the effects of inflation on the tariffs, and to allow for certain changes in costs that are outside the Company's control to be passed through to clients – for example the cost of electricity purchased for resale, and sector charges, including charges for the use of the transmission and distribution facilities.

Also, Aneel makes a Periodic Review of tariffs every five years, which aims to identify changes in the Company's costs, and to establish a factor based on scale gains, which will be applied in the annual tariff adjustments, for the purpose of sharing such gains with the Company's consumers.

The Company also has the right to request an extraordinary review of tariffs, in the event that any unforeseen development significantly alters the economic-financial equilibrium of the concession. The Periodic Review and the Extraordinary Review are subject, to a certain degree, to the discretion of Aneel, although there are pre-established rules for each cycle of revision. When the Company requests an annual tariff adjustment, it becomes necessary to prove the resulting financial impact of these events on operations.

Under the distribution concession contracts, the Company is authorized to charge consumers a tariff consisting of two components: (i) One part relating to electricity purchased for resale, charges for use of the transmission grid and charges for use of the distribution system that are not under its control ('Portion A costs'); and (ii) a portion relating to operating costs ('Portion B costs').

Renewal of concessions

On December 21, 2015 the Company signed, with the Mining and Energy Ministry, the Fifth Amendment to its concession contracts, extending its electricity distribution concessions for a further 30 years, as from January 1, 2016.

The principal characteristics and terms of the Amendment are as follows:

- The annual tariff adjustment will take place on May 28 of each year, the first to be in 2016. For this first adjustment the rules specified in the previous concession contract will be applied. For the subsequent tariff adjustments the rules in Clause 6 of the Amendment will be applied.
- Limitation of distribution of dividends and/or payment of Interest on Equity to the minimum established by law, if there is non-compliance with the annual indicators for outages for two consecutive years, or for three in any five years, until the regulatory parameters are restored.
- Requirement for injections of capital from the controlling shareholder in an amount sufficient to meet the minimum conditions for economic and financial sustainability.
- Subject to the right to full defense and right of reply, for the concession to be maintained, compliance is required with efficiency criteria for continuity of supply and for economic and financial management, as follows: (i) for five years from January 1, 2016, any non-compliance for two consecutive years, or non-compliance with any of the conditions at the end of five years, will result in extinction of the concession; (ii) as from January 1, 2021, any non-compliance for three consecutive years with the criteria of efficiency in continuity of supply, or for two consecutive years with the criteria of efficiency in economic and financial management, will result in proceedings to establish expiration of the concession.

Distribution of gas concessions

The concessions for distribution of natural gas are given by Brazilian states, and in the state of Minas Gerais the tariffs for natural gas are set by the regulatory body, the State's Economic Development Secretariat, by market segment. The tariffs comprise a portion for the cost of gas and a portion for the distribution of gas. Every quarter the tariffs are adjusted to pass through the cost of gas, and once a year they are adjusted to update the portion allocated to cover the costs relating to the provision of the distribution service – remuneration of invested capital and to cover all the operating, commercial and administrative expenses of the concession holder.

In addition to these adjustments, in April 2015 the Economic Development Secretariat sent Gasmig Official Letter SEDE/GAB/Nº303/2014 stating the timetable set for the first Tariff Review cycle. The decision process is still in progress; the latest estimated date for its completion is the beginning of the second half of 2017. These reviews occur every five years, to evaluate the changes in the costs of the Company, and to adapt the tariffs. The Concession Contract also specifies the possibility of an extraordinary review of tariffs if any event occurs that puts the economic-financial balance of the Concession at risk.

On December 26, 2014 the Second Amendment to the Concession Contract was signed by Gasmig and the Minas Gerais State Government, extending by 30 years the period of concession in which Gasmig may commercially operate the services of industrial, commercial, institutional and residential piped gas in the state of Minas Gerais. The expiration date of the contract is thus now extended from January 10, 2023 to January 10, 2053.

Concessions payable

In obtaining the concessions for construction of certain generation projects, the Company undertook to make payments to Aneel, over the period of the contract, as compensation for the commercial operation. The information on the concessions and the amounts to be paid is as follows:

Enterprise	Percentage interest	Nominal value in 2016	Present value in 2016	Amortization period	Updating indexor
Irapé	100.00	35	14	03/2006 to 02/2035	IGP-M
Queimado (Consortium)	82.50	9	4	01/2004 to 12/2032	IGP-M
Salto Morais Small Hydro Plant	100.00	—	—	06/2013 – 07/2020	IPCA
Rio de Pedras Small Hydro Plant	100.00	1	1	06/2013 – 09/2024	IPCA
Various Small Hydro Plants (*)	100.00	4	3	06/2013 – 08/2025	IPCA

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

The concessions to be paid to the concession-granting power provide for monthly portions with different values over time. For the purposes of accounting and recognition of costs, due to the understanding that they represent an Intangible Asset related to the right of commercial operation, they are recorded as from the date of signature of the contracts at the present value of the payment obligation.

The portions paid to the Concession-granting power in 2016, the present value and the nominal value of the portions to be paid in the forthcoming period of 12 months, are as follows:

Enterprise	Percentage interest	Amounts paid in 2016	Present value of amounts to be paid in 12 months	Nominal value of amounts to be paid in 12 months
Irapé	100.00	2	2	2
Queimado (Consortium)	82.50	1	—	1

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

The rates used for discounting of liabilities to present value, of 12.50% for the small hydro plants and 5.10% for the conventional hydroelectric plants, are the average rates for raising of funds in normal conditions on the date of registration of each concession.

5. OPERATING SEGMENTS

The operating segments of Cemig reflect the structure of the regulatory framework for the Brazilian electricity sector, with different legislation for the sectors of generation, transmission and distribution of electricity. The Company also operates in gas, telecommunications, and other businesses, which have a smaller impact on the results from its operations.

These segments are reflected in the Company's management, organizational structure, and monitoring of results. In accordance with the regulatory framework of the Brazilian electricity sector, there is no segmentation by geographical area.

These tables show the operating revenues, costs and expenses for 2016, 2015 and 2014 in consolidated form:

OPERATING SEGMENTS, 2016

	ELECTRICITY							
	GENERATION	TRANSMISSION	DISTRIBUTION	TELECOMS	GAS	OTHER (*)	ELIMINATIONS	TOTAL
ASSETS OF THE SEGMENT	**14.414**	**4.267**	**18.166**	**338**	**2.737**	**2.389**	**(276)**	**42.035**
ADDITIONS TO THE SEGMENT	**916**	**—**	**1.602**	**163**	**56**	**—**	**—**	**2.737**
ADDITIONS TO FINANCIAL ASSETS	**2.217**	**54**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**2.271**
INVESTMENTS IN SUBSIDIARIES AND JOINTLY-CONTROLLED ENTITIES	**5.292**	**1.670**	**1.754**	**18**	**—**	**19**	**—**	**8.753**
NET REVENUE	**5.875**	**1.113**	**10.597**	**125**	**1.181**	**116**	**(234)**	**18.773**
COST OF ELECTRICITY AND GAS	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
Electricity bought for resale	(3.071)	—	(5.260)	—	—	—	59	(8.272)
Charges for use of the national grid	(321)	—	(760)	—	—	—	134	(947)
Gas bought for resale	—	—	—	—	(877)	—	—	(877)
Operational costs, total	**(3.392)**	**—**	**(6.020)**	**—**	**(877)**	**—**	**193**	**(10.096)**
OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
Personnel	(271)	(111)	(1.147)	(23)	(47)	(45)	—	(1.644)
Employees' and managers' profit shares	(1)	—	(10)	(1)	—	4	—	(8)
Post-retirement obligations	(54)	(23)	(231)	—	—	(37)	—	(345)
Materials	(11)	(3)	(42)	—	(2)	—	—	(58)
Outsourced services	(129)	(30)	(674)	(23)	(16)	(32)	37	(867)
Depreciation and amortization	(202)	—	(525)	(38)	(54)	(16)	—	(835)
Operational provisions (reversals)	(88)	(10)	(544)	(4)	—	(67)	—	(713)
Construction costs	—	(54)	(1.102)	—	(37)	—	—	(1.193)
Other operational expenses, net	(57)	(13)	(395)	11	(8)	313	4	(145)
Total cost of operation	**(813)**	**(244)**	**(4.670)**	**(78)**	**(164)**	**120**	**41**	**(5.808)**
OPERATIONAL COSTS AND EXPENSES	**(4.205)**	**(244)**	**(10.690)**	**(78)**	**(1.041)**	**120**	**234**	**(15.904)**
OPERATIONAL PROFIT BEFORE EQUITY GAINS (LOSSES) AND FINANCIAL REVENUE (EXPENSES)	**1.670**	**869**	**(93)**	**47**	**140**	**236**	**—**	**2.869**
Equity in earnings of unconsolidated investees, net	(448)	362	(180)	(31)	—	(5)	—	(302)
Adjustment for loss of value in Investments	(763)	—	—	—	—	—	—	(763)
Financial revenues	190	7	743	4	15	82	—	1.041
Financial expenses	(1.320)	(4)	(1.078)	(9)	(49)	(18)	—	(2.478)
PRE-TAX PROFIT	**(671)**	**1.234**	**(608)**	**11**	**106**	**295**	**—**	**367**
Income tax and the Social Contribution tax	(24)	5	103	(6)	(8)	(103)	—	(33)
NET PROFIT (LOSS)	**(695)**	**1.239**	**(505)**	**5**	**98**	**192**	**—**	**334**
OTHER COMPREHENSIVE INCOME								
Items that will not be reclassified to profit or loss								
Post retirement liabilities – restatement of obligations of the defined benefit plans, net of taxes	(92)	—	(380)	—	—	(43)	—	(515)
Equity gain (loss) on Other comprehensive income in jointly-controlled entities	—	—	—	—	—	4	—	4
Items that may be reclassified to profit or loss								
Conversion adjustment of equity gain (loss) in other comprehensive income in subsidiary and jointly-controlled entity	—	—	—	—	—	(3)	—	(3)
Recycling of conversion adjustments to the Income statement arising from sale of Transchile	—	(39)	—	—	—	—	—	(39)
COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR	**(92)**	**(39)**	**(380)**	**—**	**—**	**(42)**	**—**	**(553)**
Total of comprehensive income for the year attributed to:								
Controlling shareholders	(787)	(1,200)	(885)	5	98	150	—	(219)
Non-controlling shareholder	—	—	—	—	—	—	—	—

OPERATING SEGMENTS, 2015 (RESTATED)

ITEM	GENERATION	TRANSMISSION	DISTRIBUTION	TELECOM	GAS	OTHER (*)	ELIMINATIONS	TOTAL
SEGMENT ASSETS	**13,382**	**4,880**	**17,738**	**317**	**2,530**	**2,986**	**(976)**	**40,857**
ADDITIONS TO THE SEGMENT	**577**	**—**	**1,044**	**42**	**62**	**1**	**—**	**1,726**
ADDITIONS TO FINANCIAL ASSETS		**146**						**146**
INVESTMENTS IN ASSOCIATES AND JOINTLY-CONTROLLED ENTITIES	**5,751**	**2,423**	**1,547**	**—**	**—**	**24**	**—**	**9,745**
NET REVENUE	**7,047**	**519**	**12,962**	**123**	**1,395**	**90**	**(268)**	**21,868**
OPERATING COSTS								
Electricity purchased for resale	(2,669)	—	(6,993)	—	—	—	120	(9,542)
Charges for the use of the national grid	(297)	—	(814)	—	—		112	(999)
Gas purchased for resale	—	—	—	—	(1,051)	—	—	(1,051)
	(2,966)	**—**	**(7,807)**	**—**	**(1,051)**		**232**	**(11,592)**
OTHER COSTS								
Personnel	(224)	(113)	(1,000)	(15)	(43)	(40)	—	(1,435)
Employees' and managers' profit shares	(24)	(12)	(95)	(2)	—	(4)	—	(137)
Post-retirement liabilities	(21)	(10)	(121)	—	—	(4)	—	(156)
Materials	(95)	(5)	(52)	—	(2)	—	—	(154)
Outsourced services	(143)	(37)	(697)	(25)	(15)	(13)	31	(899)
Depreciation and amortization	(273)	—	(444)	(49)	(54)	(15)	—	(835)
Operating provisions (reversals)	(109)	2	(209)	(1)	—	(1,084)	—	(1,401)
Construction costs	—	(146)	(1,044)	—	(62)	—	—	(1,252)
Other operating expenses. net	(62)	(16)	(283)	(20)	(9)	(42)	5	(426)
Total cost of operation	**(951)**	**(337)**	**(3,945)**	**(112)**	**(185)**	**(1,202)**	**36**	**(6,695)**
TOTAL COSTS AND EXPENSES	**(3,917)**	**(337)**	**(11,752)**	**(112)**	**(1,236)**	**(1,202)**	**268**	**(18,287)**
Operating profit before Equity gains (losses) and Financial revenue (expenses)	**3,130**	**182**	**1,210**	**11**	**159**	**(1,112)**		**3,581**
Equity in earnings of unconsolidated investees, net	17	410	(6)	(28)	—	—	—	393
Fair value results in Corporate Operation	729	—	—	—	—	—	—	729
Financial revenues	199	22	543	4	23	73		863
Financial expenses	(984)	(7)	(1,130)	(6)	(42)	(35)	—	(2,204)
Income before income tax and social contribution taxes	**3,091**	**607**	**617**	**(19)**	**140**	**(1,074)**	**—**	**3,362**
Income and social contribution taxes	(836)	(71)	(256)	(16)	(23)	309	—	(893)
NET INCOME FOR THE YEAR	**2,255**	**536**	**361**	**(35)**	**117**	**(765)**	**—**	**2,469**
OTHER COMPREHENSIVE INCOME								
Items that will not be reclassified to profit or loss								
Post retirement liabilities – restatement of obligations of the defined benefit plans, net of taxes	(84)	—	(170)	—	—	(106)	—	(360)
Equity gain (loss) on Other comprehensive income in jointly-controlled entities	—	—	—	—	—	(1)	—	(1)
Items that may be reclassified to profit or loss								
Equity gain (loss) on Other comprehensive income in jointly-controlled entitie	14	—	—	—	—	40	—	54
COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR	**2,171**	**536**	**194**	**(35)**	**117**	**(821)**	**—**	**2,162**
Total of comprehensive income for the year attributed to:								
Controlling shareholders	2,171	536	194	(35)	117	(821)	—	2,162
Non-controlling shareholder	—	—	—	—	—	—	—	—

(*) The expense of R$ 1,084 recorded as operating provisions in the *Others* column refers substantially to expenses on the option to purchase investments held by the parent company and described in Note 15.

OPERATING SEGMENTS. 2014 (RESTATED)

ITEM	GENERATION	TRANSMISSION	DISTRIBUTION	TELECOM	GAS	OTHER	ELIMINATIONS	TOTAL
SEGMENT ASSETS	**11,528**	**3,882**	**15,064**	**327**	**2,549**	**2,007**	**(357)**	**35,000**
ADDITIONS TO THE SEGMENT	**2,995**		**792**	**29**	**501**	**19-**		**4,336**
ADDITIONS TO FINANCIAL ASSETS		**80**						**80**
INVESTMENTS IN ASSOCIATES AND JOINTLY-CONTROLLED ENTITIES	**4,036**	**2,315**	**1,199**	**—**	**—**	**490**	**—**	**8,040**
	—	—	—	—	—	—	—	—
NET REVENUE	**7,339**	**708**	**11,296**	**119**	**340**	**90**	**(297)**	**19,595**
OPERATING COSTS	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
Electricity purchased for resale	(1,833)	—	(5,747)	—	—	—	152	(7,428)
Charges for the use of the national grid	(282)	—	(573)	—	—	—	111	(744)
Gas purchased for resale	—	—	—	—	(254)	—	—	(254)
	(2,115)	**—**	**(6,320)**	**—**	**(254)**	**—**	**263**	**(8,426)**
OTHER COSTS								
Personnel	(201)	(105)	(886)	(13)	(11)	(36)	—	(1,252)
Employees' and managers' profit shares	(39)	(16)	(184)	(1)	—	(9)	—	(249)
Post-retirement liabilities	(34)	(14)	(153)	—	—	(11)	—	(212)
Materials	(295)	(5)	(80)	—	(1)	—	—	(381)
Outsourced services	(159)	(39)	(737)	(23)	(2)	(23)	30	(953)
Depreciation and amortization	(324)	—	(428)	(34)	(4)	(11)	—	(801)
Royalties for use of water resources	(127)	—	—	—	—	—	—	(127)
Operating provisions (reversals)	(62)	(26)	(300)	—	—	(193)	—	(581)
Construction costs	—	(81)	(861)	—	—	—	—	(942)
Other operating expenses, net	(130)	(34)	(297)	(27)	(11)	(29)	4	(524)
Total cost of operation	**(1,371)**	**(320)**	**(3,926)**	**(98)**	**(29)**	**(312)**	**34**	**(6,022)**
TOTAL COSTS AND EXPENSES	**(3,486)**	**(320)**	**(10,246)**	**(98)**	**(283)**	**(312)**	**297**	**(14,448)**
Operating profit before Equity gains (losses) and Financial revenue (expenses)	**3,853**	**388**	**1,050**	**21**	**57**	**(222)**	**—**	**5,147**
Equity in earnings of unconsolidated investees, net	(386)	386	150	(28)	47	41	—	210
Gain on acquisition of control of investee	—	—	—	—	—	281	—	281
Financial revenues	119	46	300	5	21	44	—	535
Financial expenses	(396)	(291)	(751)	(3)	(6)	(247)	—	(1,694)
Income before income tax and social contribution taxes	**3,190**	**529**	**749**	**(5)**	**119**	**(103)**	**—**	**4,479**
Income and social contribution taxes	(1,116)	(44)	(169)	(7)	(12)	6	—	(1,342)
NET INCOME FOR THE YEAR	**2,074**	**485**	**580**	**(12)**	**107**	**(97)**	**—**	**3,137**
OTHER COMPREHENSIVE INCOME								
Items that will not be reclassified to profit or loss								
Post retirement liabilities – restatement of obligations of the defined benefit plans, net of taxes	—	—	(36)	—	—	(8)	—	(44)
Equity gain (loss) on other comprehensive income in jointly-controlled entities	—	—	—	—	—	(7)	—	(7)
Items that may be reclassified to profit or loss								
Equity gain (loss) on other comprehensive income in jointly-controlled entities	—	—	—	—	—	10	—	10
COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR	**2,074**	**485**	**544**	**(12)**	**107**	**(102)**	**—**	**3,096**
Total of comprehensive income for the year attributed to:								
Controlling shareholders	2,074	485	544	(12)	107	(102)	—	3,096
Non-controlling shareholder	—	—	—	—	—	—	—	—

6. CASH AND CASH EQUIVALENTS

	2016	2015
Bank accounts	101	52
Cash investments		
Bank certificates of deposit	524	723
Repos (‘Overnight’ market)	370	128
Other	—	22
	894	873
	995	**925**

Bank certificates of deposit (*Certificados de Depósito Bancário*, or CDBs), with fixed or floating rates, are remunerated at a percentage varying from 75% to 106% in 2016 (75% to 111% in 2015) of the CDI rate (Interbank Rate for Certificates of Deposit –*Certificados de Depósito Interbancário*, or CDIs), published by the Custody and Settlement Chamber (*Câmara de Custódia e Liquidação*, or Cetip).

Overnight repo transactions are short-term cash investments, with availability for redemption on the day following the date of investment. They are usually backed by treasury bills, notes or bonds and referenced to a fixed rate of approximately 13.64% p.a. in 2016 (14.3% p.a. in 2015).

The Company’s exposure to interest rate risk and a sensitivity analysis of financial assets and liabilities are given in Note 29 to the consolidated financial statements.

7. SECURITIES

	2016	2015
Cash investments		
Current		
Bank certificates of deposit	46	1,717
Financial Notes – Banks	728	461
Treasury Financial Notes (LFTs)	193	88
Debentures	45	160
Other	2	1
	1,014	**2,427**
Non-current		
Bank certificates of deposit	—	43
Financial Notes – Banks	14	41
Other	17	—
	31	**84**
	1,045	**2,511**

Fixed-rate or floating-rate Bank certificates of deposit (Certificados de Depósito Bancário, or CDBs) are remunerated at a percentage of the rate for interbank deposits (Certificado de Depósito Interbancário, or CDI rate), which is published by the Custody and Settlement Chamber (Câmara de Custódia e Liquidação, or Cetip). This percentage ranges from 100.5% to 105.25% in 2016 (75% to 105% in 2015) depending on the transaction.

Bank Financial Bills (*Letras Financeiras*, or LFs) are fixed-rate fixed-income securities, issued by banks and remunerated at a percentage of the CDI rate published by Cetip. The remuneration rate on the LFs in Cemig's portfolio varies between 104.25% to 112.7% of the CDI rate in 2016 (105% to 116.7% of the CDI rate in 2015).

Treasury Financial Notes (LFTs) are fixed rate securities, the yield on which follows the daily variation of the Selic rate between the date of purchase and the date of purchase of the security.

Debentures are medium and long term debt securities, which give their holders a right of credit against the issuing company. The debentures have remuneration rates varying between 104.25% to 113% of the CDI rate in 2016 (105.4% to 113% of the CDI rate in 2015).

Note 29 gives a classification of these securities. Cash investments in securities of related parties are shown in Note 28.

8. CONSUMERS, TRADERS AND POWER TRANSPORT CONCESSION HOLDERS

	Balances not yet due	Up to 90 days past due	More than 90 days past due	2016	2015
Invoiced supply	1,067	710	791	2,568	2,413
Supply not yet invoiced	920	—	—	920	1,125
Wholesale supply to other concession holders	390	20	13	423	99
CCEE (Electricity Trading Chamber)	—	—	1	1	516
Concession holders – Transport of electricity	233	11	75	319	370
(–) Allowance for doubtful accounts	—	—	(660)	(660)	(625)
	2,610	**741**	**220**	**3,571**	**3,898**
Current assets				**3,425**	**3,765**
Non-current assets				**146**	**133**

The Company's exposure to credit risk related to Consumers and traders is given in Note 29.

The provision for the allowance for doubtful receivables is considered to be sufficient to cover any losses in the realization of these assets, and breaks down by type of consumer as follows:

	2016	2015
Residential	245	211
Industrial	133	136
Commercial, services and others	152	117
Rural	24	19
Public authorities	10	12
Public illumination	5	5
Public service	15	10
Charges for use of the network—TUSD	68	112
Other	8	3
	660	**625**

Changes in the provision for doubtful receivables in 2016, 2015 and 2014 were as follows:

Balance on December 31, 2013	**585**
New provisions	127
Reversals	(62)
Balance on December 31, 2014	**650**
New provisions	175
Reversals	(200)
Balance on December 31, 2015	**625**
New provisions (reversals)	382
Written off	(347)
Balance at December 31, 2016	**660**

Advance sales of power supply

Cemig GT made a transaction with a large client for an advance on sales of power supply, receiving the amount of R$ 181 in advance, in relation to the quantity of supply contracted for the period January 1, 2017 to December 31, 2017.

9. RECOVERABLE TAXES

	2016	2015
Current		
ICMS tax recoverable	155	113
PIS and Pasep taxes	12	9
Cofins tax	58	44
Other	11	9
	236	175
Non-current		
ICMS tax recoverable	171	183
PIS and Pasep taxes	1	13
Cofins tax	5	60
Other	1	2
	178	258
	414	**433**

The credits of the PIS, Pasep, Cofins and ICMS taxes, recorded in Non-current assets, arise from acquisitions of property, plant and equipment and can be offset over 48 months. The transfer to Non-current was made in accordance with estimates by management of the amounts which will likely be realized up to December 2017.

10. INCOME AND SOCIAL CONTRIBUTION TAXES

a) Income and social contribution taxes recoverable

The balances of income and social contribution taxes refer to tax credits in corporate income tax returns of previous years and to advance payments in 2016, which will be offset against federal taxes payable for the year 2017. These are posted in Taxes and contributions.

	2016	2015
Current		
Income tax	436	226
Social Contribution tax	154	80
	590	306
Non-current		
Income tax	98	192
Social Contribution tax	14	14
	112	206
	702	**512**

b) Deferred income and social contribution taxes

Cemig and its subsidiaries have tax credits for income tax, constituted at the rate of 25%, and the social contribution tax, constituted at the rate of 9%, as follows:

	2016	2015
Deferred tax assets		
Tax loss carryforwards	290	236
Provisions	1,027	713
Post-retirement liabilities	1,175	831
Allowance for doubtful receivables	229	210
Taxes payable – suspended liability (1)	202	200
Paid concession	8	9
Other	22	54
Total	**2,953**	**2,253**
Deferred tax liabilities		
Funding cost	(45)	(20)
Deemed cost	(268)	(280)
Adjustment to present value	—	—
IRT	—	—
Cost of acquisition of equity interests	(481)	(499)
Borrowing costs, capitalized	(149)	(108)
Taxes on revenues from unredeemed cash investments – Presumed Profit accounting method	(2)	(2)
Updating of indemnity value assets	(517)	(262)
Adjustment of expectation of cash flow from the indemnifiable Financial asset of distribution concession	(271)	(273)
Other	(5)	—
Total	**(1,738)**	**(1,444)**
Total, net	**1,215**	**809**
Total assets	**1,797**	**1,498**
Total liabilities	**(582)**	**(689)**

(1) Refers to court escrow deposit of PIS, Pasep and Cofins taxes charged on amounts of ICMS tax.

The changes in Deferred income and social contribution taxes were as follows:

Balance on December 31, 2013	**965**
Effects allocated to Statement of income	(83)
Deferred taxes recognized in business combination	(269)
Effects allocated to Statement of comprehensive income	22
Balance on December 31, 2014	**635**
Effects allocated to Statement of income	(12)
Effects allocated to Statement of comprehensive income	191
Realized	(5)
Balance on December 31, 2015	**809**
Effects allocated to Statement of income	141
Effects allocated to Statement of comprehensive income	265
Balance at December 31, 2016	**1,215**

The Board of Directors, in a meeting held on April 11, 2017 approved a technical study prepared by the Financial Department, on the forecast for the Company's future profitability. This study was also submitted to examination by the Audit Board on April 11, 2017.

Under the current Brazilian tax legislation deductible temporary differences and accumulated tax losses do not expire by limitation of time. Deferred tax assets have been recognized in relation to these items, because it is probable that the future taxable profits will be available for the Company to be able to use for the benefits of these items.

According to the individual estimates of the Company and its subsidiaries, the future taxable profits enable the Deferred tax asset existing on December 31, 2016 to be realized, as follows:

2017	394
2018	387
2019	437
2020	404
2021	598
2022-2024	490
2025-2026	243
	2,953

c) Reconciliation of the expense on income and social contribution taxes

This table reconciles the nominal expense on income tax (rate 25%) and the Social Contribution tax (rate 9%) with the actual expense, presented in the Statement of income:

	2016	2015	2014
Profit before income tax and Social Contribution tax	367	3,362	4,479
Income tax and Social Contribution tax – nominal expense	(125)	(1,143)	(1,523)
Tax effects applicable to:			
Gain (loss) in subsidiaries by equity method (net of Interest on Equity)	(132)	105	25
Interest on Equity	129	68	78
Gain on formation of Aliança Geração	—	87	—
Deduction of amortized intangible concession assets – capital gain, Taesa	20	—	—
Non-deductible contributions and donations	(4)	(7)	(13)
Tax incentives	3	43	66
Tax credits not recognized	5	(1)	(1)
Difference between Presumed Profit and Real Profit	126	25	8
Non-deductible penalties	(16)	(10)	(5)
Excess on reactive power and demand levels	(12)	(11)	(12)
Write-down for part of allowance for doubtful debtors	(22)	(32)	—
Other	(5)	(17)	35
Income tax and Social Contribution – effective gain (expense)	**(33)**	**(893)**	**(1,342)**
Effective rate	**8.99%**	**26.56%**	**29.96%**
Current tax	**(174)**	**(881)**	**(1,259)**
Deferred tax	**141**	**(12)**	**(83)**

Tax incentives – Sudene

The federal tax authority (*Receita Federal*) recognized the right to a reduction of 75% in income tax, including the part paid at the additional rate, calculated based on the operating profit made in the region under the aegis of Sudene (the Development Authority for the Northeast), for 10 years from 2014. The incentive amounts recorded in the Income statement were: R$ 7 in 2016, R$ 21 in 2015 and R$ 25 in 2014. These items were all subsequently transferred to the Tax Incentive Reserve.

11. RESTRICTED CASH

The total recorded as Restricted cash, R$ 367, refers mainly to the amount deposited with Banco Santander, in accordance with the shareholders' agreement of RME and Luce, as guarantee for settlement of the put options. The contract for the account with the depositary bank is in effect until December 15, 2017.

12. ESCROW DEPOSITS

These payments are mainly for legal actions relating to employment-law contingencies and tax obligations.

The most important escrow deposits for tax obligations refer to the Pasep and Cofins taxes – in actions seeking to exclude the ICMS tax itself from the calculation base of the Pasep and Cofins taxes.

	2016	2015
Employment law cases	381	367
Tax issues		
Income tax on Interest on Equity	15	15
Pasep and Cofins tax (1)	746	751
ICMS credits on PP&E	37	36
Donations and legacy tax (ITCD)	46	34
Urban property tax (IPTU)	80	68
Finsocial tax	37	23
Other	202	185
	1,163	**1,112**
Other		
Monetary updating on AFAC from Minas Gerais State Government (2)	239	239
Regulatory	60	57
Third party	13	10
Consumer relations	6	4
Court embargo	8	12
Other	17	12
	343	**334**
	1,887	**1,813**

(1) The escrow deposits relating to Pasep and Cofins taxes refer to the case challenging the constitutionality of inclusion of the ICMS tax, which *has been* charged, *within* the amount on which the Pasep and Cofins taxes are calculated. They have a corresponding provision in Taxes. See more details in Note 19.

(2) Administrative deposit in case seeking suspension of enforceability of the credit charged by the Minas Gerais State Government for a difference in the monetary updating on the Advance against Future Capital Increase (*Adiantamento contra Futuro Aumento de Capital*, or AFAC). See more details in Note 23.

13. ENERGY DEVELOPMENT ACCOUNT (CDE)

Reimbursment of tariff subsidy payments

The subsidies applicable to tariffs charged to users of public electricity distribution service, which are reimbursed through payments of funds from the Energy Development Account (CDE).

In 2016, the amount appropriated as incoming subsidies was R$ 792 (R$ 801 in 2015 and R$ 579 in 2014). Of the amount provisioned, the Company has R$ 64 receivable (R$ 72 in 2015). This is recognized in current assets.

Payments from the Tariff Flag Funds Centralizing Account

The 'Flag Account' (*Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias* – CCRBT or 'Conta Bandeira') manages the funds collected from captive customers of utilities of the national grid holding electricity distribution concessions and permissions – these were paid, on behalf of the CDE, directly to the Flag Account. The resulting funds are passed through by the Wholesale Trading Chamber (CCEE) to distribution agents, based on the differences between (i) realized costs of thermal generation and exposure to short-term market prices, and (ii) the amounts covered by the tariff.

In 2016 the amounts Paid by the Flag Account totaled R$ 341 (R$ 1,124 in 2015). This was recognized as a partial realization of the CVA receivable previously constituted.

14. FINANCIAL ASSETS AND LIABILITIES OF THE CONCESSION

Financial assets of the concession	2016	2015
Assets related to infrastructure (a)		
Distribution concessions	215	137
Transmission concessions	482	401
Transmission Indemnity receivable	1,805	1,054
Generation Indemnity receivable	547	546
Generation—Assets remunerated by tariff	—	46
Concession Grant Fee – Plants contracted at Auction 12/2015	2,254	—
	5,303	**2,184**
CVA (Portion A Variation Compensation Account) and Other financial components in tariff adjustments (b)	398	1,350
Total	**5,701**	**3,534**
Current assets	**730**	**874**
Non-current assets	**4,971**	**2,660**

Financial liabilities of the concession	2016	2015
CVA (*Portion A Variation Compensation Account*) and *Other financial components* in tariff adjustments (b)	805	—
Current liabilities	482	—
Non-current liabilities	323	—

a) Assets related to infrastructure

The distribution of energy, transmission of energy and gas contracts of the Company and its subsidiaries are within the criteria for application of Technical Interpretation IFRIC 12, which governs accounting of concessions. These contracts refer to the investment made in infrastructure, which will be the subject of indemnity by the Concession-granting power, during the period and at the end of the concessions, as specified in the regulations of the electricity sector and in the concession contract signed between Cemig and its subsidiaries and the related concession-granting powers.

Transmission Indemnity receivable

The Company's transmission concession contracts are within the criteria for application of Technical Interpretation IFRIC 12, which deals with accounting of concessions, and refer to invested infrastructure that will be the subject of indemnity by the Concession-granting power during and at the end of their concession periods, as laid down in the regulations for the electricity sector, and in the concession contract.

Aneel Normative Resolution 589, of December 10, 2013, laid down the criteria for calculation of the New Replacement Value (*Valor Novo de Reposição*, or VNR) of the transmission facilities, for the purposes of indemnity.

On August 16, 2016 Aneel, through its Dispatch 2181, homologated the amount of R$ 892, in currency of November 2012, for the portion of the reversible assets not yet amortized, for the purposes of indemnity to Cemig GT.

On April 22, 2016 the Mining and Energy Ministry (MME) published its Ministerial Order 120, setting the deadline and method of payment of the remaining amount of the indemnity.

The Ministerial Order determined that the amounts homologated by Aneel should become part of the Regulatory Remuneration Asset Base (*Base de Remuneração Regulatória*, or BRR) and that the cost of capital should be added to the related Permitted Annual Revenues ('RAP').

The portions of remuneration and depreciation not paid in the period from the extensions of the concessions up to the tariff-setting process of 2017 are to be updated by the IPCA index and remunerated at the real cost of own capital of the transmission segment of the industry as decided by Aneel in the methodologies for Periodic Tariff Reviews of Revenues for Existing Concession Holders, currently 10.44% per year, to be paid over eight years by reimbursement through the RAP.

The Ministerial Order still awaits certain decisions, and as a result Public Hearing 068/2016 was opened on October 14, 2016 to obtain input for improvement of the regulations for calculation of the cost of capital to be added to the RAP (Permitted Annual Revenue) of the transmission concession holders.

Considering that MME Ministerial Order 120 specifies that cost of capital is to comprise two portions – Remuneration; and Depreciation (QRR) – the Company, based on the best information available, made the necessary adjustments, arriving at the following values as indemnity:

Regulatory Remuneration Base (BRR) – Dispatch 2181/2016	1,177
Amount of the indemnity received so far	(285)
Net value of the assets for purposes of indemnity	**892**
Updating in accordance with MME Order 120/16 – IPCA index / Cost of own capital – Period Jan. 2013 to Dec. 2016	913
Total indemnity	**1,805**

Transmission – Assets remunerated by tariff

For the new assets consisting of improvements and strengthening of facilities implemented by the transmission concession holders, Aneel calculates an additional portion of Permitted Annual Revenue (RAP) in accordance with a methodology specified in the Tariff Regulation Procedures (*Procedimentos de Regulação Tarifária*, or Proret).

Under the Proret procedure, the revenue established in the Resolutions is payable to the transmission companies as from the date of start of commercial operation of the facilities. In the periods between reviews, the revenues associated with the improvements and strengthening of facilities are provisional. They are then definitively decided in the review immediately subsequent to the start of commercial operation of the facilities; this review then has effect backdated to the date of start of commercial operation.

Distribution assets

The Fifth Amendment to the Public Electricity Distribution Service Concession Agreements was signed on December 21, 2015, extending the concessions for a further 30 years, from January 1, 2016 to December 31, 2045. As a result, for determining Financial Assets, the new Amendment signed has been used as a reference, and the portion of Financial assets that will be used during the period of the new concession has been transferred to Intangible assets.

Generation Indemnity receivable

In July 2015 termination dates for several of the plants operated by the Company was reached under Concession Contract 007/97. As from the termination of the concession, the Company held the indemnity rights of the assets not yet depreciated/amortized, as specified in the concession contract referred to. The accounting balances corresponding to these assets, including the Deemed Cost, were transferred from Fixed assets to Financial assets on the date of termination of the concession, and total R$ 547.

Generating plant	Concession expiration date	Installed capacity (MW)	Net balance of assets on Dec. 31, 2016 based on historic cost	Net balance of assets on Dec. 31, 2016 based on deemed cost
Três Marias Hydroelectric Plant	July 2015	396	71	414
Salto Grande Hydroelectric Plant	July 2015	102	10	39
Itutinga Hydroelectric Plant	July 2015	52	4	7
Camargos Hydroelectric Plant	July 2015	46	8	23
Piau Small Hydroelectric Plant	July 2015	18,01	2	9
Gafanhoto Small Hydroelectric Plant	July 2015	14	1	10
Peti Small Hydroelectric Plant	July 2015	9,4	1	8
Dona Rita Small Hydroelectric Plant	Sep. 2013	2,41	1	1
Tronqueiras Small Hydroelectric Plant	July 2015	8,5	2	12
Joasal Small Hydroelectric Plant	July 2015	8,4	1	8
Martins Small Hydroelectric Plant	July 2015	7,7	2	4
Cajuru Small Hydroelectric Plant	July 2015	7,2	4	4
Paciência Small Hydroelectric Plant	July 2015	4,08	1	4
Marmelos Small Hydroelectric Plant	July 2015	4	1	4
		679,70	**109**	**547**

As specified in Aneel Normative Resolution 615/2014, the Valuation Opinions proposing the amounts of the indemnity of the assets were delivered to Aneel by December 31, 2015. Based on the discussions and valuations currently in progress, management believes that the amount recorded is the best estimate of indemnity taking into account the information available up to the reporting date of the accounting statements at December 31, 2016.

From the termination of the concession contract until January 4, 2016, the plants were operated by the Company under the Quota regime, with remuneration by a tariff only to cover costs of operation and maintenance of the assets. On January 5, 2016 the plants began to be operated in accordance with the terms of the Auction won by Cemig GT on November 25, 2015 ('Auction 12/2015') as described in more detail below:

Concession Grant Fee – Auction 12/2015

Under Provisional Measure 579/2012, enacted as Law 12783/2013, the concessions of 14 plants of **Cemig GT** (*Cajuru, Camargos, Gafanhoto, Itutinga, Joasal, Marmelos, Martins, Paciência, Peti, Piau, Salto Grande, Três Marias, Tronqueiras* and *Volta Grande*), and those of the *Jaguara, São Simão* and *Miranda* plants were made subject to acceptance of predefined tariffs, and indemnity of the yet unamortized investments made for each plant. At the time, Cemig GT did not accept the terms for renewal.

In November 2015, Cemig GT took part in Auction 12/2015 and won the concessions of Lot D. This lot comprises 18 plants – for five of which the concession had been previously held by Furnas S.A.

The contract for these plants gives Cemig the concession for their commercial operation for the next 30 years, and requires that: in 2016 the whole of the output will be sold in the Regulated Market, under the Physical Guarantee Quota System (*Sistema de Cotas de Garantia Física*, or CGF); and in 2017, 70% of the output will be sold in the Regulated Market and 30% in the Free Market.

Cemig's offer for acquisition of grant of the 30-year concession for the 18 hydroelectric plants was R$ 2,216. Of this fee, 65% was paid on January 4, 2016, and the remaining 35% (initially R$ 776) was paid on July 1, 2016 (updated by the Selic rate to a total payment of R$ 828). The contract was signed by Cemig GT on January 5, 2016.

In June 2016, title to Concession Contracts 08 to 16/2016, relating to the Auction won by Cemig GT on November 25, 2015, was transferred to the related specific-purpose companies (SPCs), wholly-owned subsidiaries of Cemig GT, as follows:

	Balances transferred on May 31, 2016	Monetary updating	Amounts received	Balance at Dec. 31, 2016
Cemig Geração Três Marias S.A.	1,260	192	(169)	1,283
Cemig Geração Salto Grande S.A.	396	60	(53)	403
Cemig Geração Itutinga S.A.	148	25	(23)	150
Cemig Geração Camargos S.A.	110	18	(16)	112
Cemig Geração Sul S.A.	145	26	(24)	147
Cemig Geração Leste S.A.	98	19	(18)	99
Cemig Geração Oeste S.A.	59	12	(11)	60
Total	**2,216**	**352**	**(314)**	**2,254**

The amount of the concession grant fee was recognized as a financial asset, due to the Company having the unconditional right to receive the amount paid, plus updating by the IPCA Index and remuneratory interest, during the period of the concession.

The changes in Financial assets of the concession related to infrastructure are as follows:

	Transmission	Generation	Distribution	Gas	Total
Balance on December 31. 2013	**779**	**—**	**5,064**	**—**	**5,843**
Additions	80	—	—	—	80
Written off	—	—	(19)	—	(19)
Updating of indemnifiable value of assets	420	—	—	—	420
Asset acquired in business combination	—	—	—	656	656
Transfers	(1)	—	844	(656)	187
Amounts received	(6)	—	—	—	(6)
Adjustment to expectation of cash flow from the indemnifiable Financial asset of the distribution concession	—	—	55	—	55
Balance on December 31. 2014	**1,272**	**—**	**5,944**	**—**	**7,216**
Additions	146	—	—	—	146
Written off	(6)	—	(31)	—	(37)
Transfer from Financial assets to Intangible assets on renewal of concessions	—	—	(7,162)	—	(7,162)
Transfers	(2)	—	808	—	806
Generation Indemnity receivable	—	546	—	—	546
Amounts received	(10)	—	—	—	(10)
Adjustment to expectation of cash flow from the indemnifiable Financial asset of the distribution concession	—	—	578	—	578
Updating of indemnifiable value of assets	101	—	—	—	101
Balance on December 31. 2015	**1,501**	**546**	**137**	**—**	**2,184**
Additions	54	1	—	—	55
Addition – Grant Fee – Plants	—	2,216	—	—	2,216
Written off	(3)	0	—	—	(3)
Amounts received	(16)	(315)	—	—	(331)
Transfer from Financial to Intangible assets	—	—	71	—	71
Updating of the Concession Grant Fee	—	352	—	—	352
Adjustment to expectation of cash flow from the indemnifiable Financial asset of the distribution concession	—	—	8	—	8
Monetary updating	751	—	—	—	751
Balance at December 31, 2016	**2,287**	**2,800**	**216**	**—**	**5,303**

b) CVA Account (Compensation of Portion A items) and Other Financial Components in tariff adjustments

The Amendment that extended the period of the concession of Cemig D guarantees that, in the event of extinction of the concession, for any reason, the remaining balances (assets and liabilities) of any shortfall in payment or reimbursement through the tariff must also be included by the Concession-granting power in the total of the indemnity.

The balances on (i) the CVA Account, (ii) the account for Neutrality of Sector Charges, and (iii) *Other financial items* in the tariff calculation, refers to the positive and negative differences between the estimate of the Company's non-manageable costs and the payments actually made. The variations found are the subject of monetary updating based on the Selic rate and compensated in the subsequent tariff adjustments.

The balances of these financial assets and liabilities are shown below. Please note that in the Interim Accounting Information the balances of each line are presented at net value in assets or liabilities in accordance with the tariff adjustments homologated or to be homologated:

	Current		Non-current		Total	Total
Balances at December 31, 2016	**Assets**	**Liabilities**	**Assets**	**Liabilities**	**assets**	**liabilities**
Items of 'Portion A'						
Quota for the Energy Development Account (CDE)	203	(145)	—	(100)	203	(245)
Tariff for use of transmission facilities of grid participants	7	—	3	—	10	—
Tariff for transport of electricity provided by Itaipu	8	—	2	—	10	—
Program to encourage alternative sources of electricity – *Proinfa*	15	—	2	—	17	—
System Service Charges (ESS) and Reserve Energy Charge (EER)	—	(167)	—	(77)	—	(244)
Electricity purchased for resale	1,676	(1,300)	370	(402)	2,046	(1,702)
Other financial components						
Overcontracting of supply	—	(137)	—	(23)	—	(160)
Neutrality of Portion A	79	(46)	1	(33)	80	(79)
Other financial items	3	(266)	—	(66)	3	(332)
Tariff Flag balances (1)	—	(14)	—	—	—	(14)
TOTAL	**1,991**	**(2,075)**	**378**	**(701)**	**2,369**	**(2,776)**

(1) Billing arising from the Tariff Flag System not yet homologated by Aneel.

Balances at December 31, 2015	Current		Non-current		Total assets	Total liabilities
	Assets	Liabilities	Assets	Liabilities		
Items of 'Portion A'						
Quota for the Energy Development Account (CDE)	249	—	88	—	337	—
Tariff for use of transmission facilities of grid participants	42	—	3	—	45	—
Tariff for transport of electricity from Itaipu	8	—	3	—	11	—
Program to encourage alternative sources of electricity – *Proinfa*	5	(1)	2	—	7	(1)
System Service Charges (ESS) and Reserve Energy Charge (EER)	—	(255)	—	(53)	—	(308)
Electricity purchased for resale	2,021	(739)	572	(204)	2,593	(943)
Other financial components						
Overcontracting of supply	—	(408)	—	(122)	—	(530)
Neutrality of Portion A	88	(2)	31	—	119	(2)
Other financial items	11	(1)	170	—	181	(1)
'Tariff Flag' amounts (1)	—	(158)	—	—	—	(158)
TOTAL	**2,424**	**(1,564)**	**869**	**(379)**	**3,293**	**(1,943)**

(1) Billing arising from the Tariff Flag System not yet homologated by Aneel.

Balance	Amounts homologated by Aneel in the last tariff adjustment	Amounts to be homologated by Aneel in the next tariff adjustment	2016	2015
Assets	1,444	925	2,369	3,293
Liabilities	(1,046)	(1,730)	(2,776)	(1,943)
	398	**(805)**	**(407)**	**1,350**

This table shows changes in balances of financial assets and liabilities in 2016, 2015 and 2014:

Balance on December 31, 2013	—
New financial assets constituted	1,107
Balance on December 31, 2014	**1,107**
(+) New financial assets constituted	2,285
(–) Amortization	(581)
(–) Receipt of funds from the ACR Account and from the Centralizing Account for Funds from the Tariff Flag System—CCRBT (1)	(1,529)
(+) Updating – Selic rate	68
Balance on December 31, 2015	**1,350**
(–) Net constitution of financial assets	(858)
(–) Amortization	(597)
(–) Payments from the Tariff Flag Funds Centralizing Account (1)	(341)
(–) Transfer (2)	(165)
(+) Updating – Selic rate (3)	204
Balance at December 31, 2016	**(407)**

(1) See more details in Note 13.
(2) The financial component constituted to be passed through to the tariff at the next tariff adjustment, arising from judgments (injunctions/provisional remedy) in legal actions challenging part of the amount of the CDE (Energy Development Account) charge, was reclassified to Credits owed by Eletrobras, and will be amortized with counterpart in deductions from the monthly CDE charges to be paid to Eletrobras, in accordance with a Dispatch issued by Aneel in 2016.
(3) Includes adjustment for homologation of the CVA by Aneel which took place in May 2016.

15. INVESTMENTS

This table gives a summary of the financial information on the affiliated companies and jointly-controlled enterprises. The information below reflects the percentage of the Company's equity interest in each item.

	2016	2015
Hidrelétrica Cachoeirão	50	42
Guanhães Energia	—	19
Hidrelétrica Pipoca	32	27
Retiro Baixo	162	148
Aliança Norte (Belo Monte plant through Norte Energia)	527	354
Madeira Energia (Santo Antônio plant through Madeira Energia)	644	676
FIP Melbourne (Santo Antônio plant through Madeira Energia)	677	703
Lightger	42	37
Baguari Energia	162	187
Renova	689	1,527
Aliança Geração	1,319	1,327
Central Eólica Praias de Parajuru	63	63
Central Eólica Volta do Rio	81	85
Central Eólica Praias de Morgado	60	62
Amazônia Energia (Belo Monte plant through Norte Energia)	781	495
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	3	—
Light	1,070	1,188
TAESA	1,583	2,242
Ativas Data Center	18	—
Epícares Empreendimentos e Participações Ltda	—	—
Luce	344	—
RME	339	—
Companhia Transleste de Transmissão	22	18
Companhia Transudeste de Transmissão	21	18
Companhia Transirapé de Transmissão	24	19
Transchile	—	108
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	21	18
Axxiom Soluções Tecnológicas	19	24
Parati	—	358
Total of investments	**8,753**	**9,745**
Ativas Data Center – excess of liabilities over assets of jointly-controlled entity	—	(28)
Guanhães – excess of liabilities over assets of jointly-controlled entity	(59)	—
Total	**8,694**	**9,717**

The Company's investees that are not consolidated are jointly-controlled entities, with the exception of the interest in the *Santo Antônio* power plant, and Ativas Data Center, which are affiliated companies in which the Company has significant influence. It was as from the fourth quarter of 2016 that Ativas Data Center became an investee in which Cemig has significant influence.

a) Right to commercial operation of the regulated activity

In the process of allocation of the acquisition price of the jointly-controlled subsidiaries, a valuation was made of the intangible assets relating to the right to operate the regulated activity. This asset is presented jointly with the historic value of the investments in the table above. These assets will be amortized over the remaining period of the concessions on the straight-line basis.

	Dec. 31, 2013	Additions	Amortization	Dec. 31, 2014	Amortization	Dec. 31, 2015	Additions	Amortization	Written off	Dec. 31, 2016
Rosal	6	—	(6)	—	—	—	—	—	—	—
TAESA	452	—	(19)	433	(18)	415	—	(18)	(109)	288
Light	275	—	(22)	253	(22)	231	—	(22)	—	209
Gasmig	24	203	(7)	220	(5)	215	—	(8)	—	207
LUCE	—	—	—	—	—	—	50	(1)	—	49
RME	—	—	—	—	—	—	49	(1)	—	48
	757	**203**	**(54)**	**906**	**(45)**	**861**	**99**	**(50)**	**(109)**	**801**

b) The movement of Investments in the jointly-controlled entities in 2016, 2015 and 2014, is as follows:

	Dec. 31, 2015	Equity method gain (Statement of income)	Gain (loss) by equity method (Other comprehensive income)	Dividends	Injections / acquisitions	Sales	Incorporation	Other	Dec. 31, 2016
Companhia Transleste de Transmissão	18	6	—	(2)	—	—	—	—	22
Companhia Transudeste de Transmissão	18	4	—	(1)	—	—	—	—	21
Companhia Transirapé de Transmissão	19	5	—	—	—	—	—	—	24
Transchile	108	2	(23)	—	—	(87)	—	—	—
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	18	5	—	(2)	—	—	—	—	21
Light	1,188	(121)	3	—	—	—	—	—	1,070
Axxiom Soluções Tecnológicas	24	(5)	—	—	—	—	—	—	19
Luce	—	(18)	1	(57)	252	—	166	—	344
RME	—	(20)	—	(58)	247	—	169	1	339
Hidrelétrica Cachoeirão	42	10	—	(2)	—	—	—	—	50
Guanhães Energia (1)	19	(103)	—	—	25	—	—	59	0
Hidrelétrica Pipoca	27	5	—	—	—	—	—	—	32
Madeira Energia (Santo Antônio Plant through Madeira Energia)	676	(71)	—	—	39	—	—	—	644
FIP Melbourne (Santo Antônio Plant through Madeira Energia)	703	(63)	—	—	40	—	—	(3)	677
LightGer	37	5	—	—	—	—	—	—	42
Baguari Energia	187	41	—	(14)	—	—	—	(52)	162
Central Eólica Praias de Parajuru	63	—	—	—	—	—	—	—	63
Central Eólica Volta do Rio	85	(4)	—	—	—	—	—	—	81
Central Eólica Praias de Morgado	62	(2)	—	—	—	—	—	—	60
Amazônia Energia (Belo Monte Plant through Norte Energia)	495	(6)	—	—	292	—	—	—	781
Ativas Data Center (2)	—	(31)	—	—	99	—	—	(50)	18
Parati	358	(24)	1	—	—	—	(335)	—	
Taesa	2,242	342	—	(382)	—	(619)	—	—	1,583
Renova (3)	1,527	(372)	19	—	278	—	—	(763)	689
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	—	—	—	—	3	—	—	—	3
Aliança Geração	1,327	104	—	(112)	—	—	—	—	1,319
Aliança Norte (Belo Monte Plant through Norte Energia)	354	(7)	—	—	180	—	—	—	527
Retiro Baixo	148	16	—	(2)	—	—	—	—	162
Total of investments	**9,745**	**(302)**	**1**	**(632)**	**1,455**	**(706)**	**—**	**(808)**	**8,753**
Ativas Data Center – Uncovered liabilities of jointly-controlled entity	(28)	—	—	—	—	—	—	—	(28)
Guanhães – Uncovered liabilities of jointly-controlled entity	—	—	—	—	—	—	—	(59)	(59)
Total	**9,717**	**(302)**	**1**	**(632)**	**1,455**	**(706)**	**—**	**(867)**	**8,666**

(1) Transfer to uncovered liabilities.
(2) The amount of R$ 50 refers to the dilution of shareholding interest arising from subscription of share capital by a new shareholder.
(3) The amount of R$ 763 refers to the impairment of intangible concession assets resulting from the financial difficulties of Renova.

	2014	Equity method gain (Statement of income)	Equity method gain (Other comprehensive income)	Dividends	Injections / acquisitions	Other	2015
Companhia Transleste de Transmissão	14	8	—	(4)	—	—	18
Companhia Transudeste de Transmissão	13	5	—	—	—	—	18
Companhia Transirapé de Transmissão	13	6	—	—	—	—	19
Transchile	67	5	36	—	—	—	108
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	22	2	—	(6)	—	—	18
Light	1,198	(11)	2	(1)	—	—	1,188
Axxiom Soluções Tecnológicas	23	1	—	—	—	—	24
Hidrelétrica Cachoeirão	34	8	—	—	—	—	42
Guanhães Energia	69	(49)	—	(1)	—	—	19
Hidrelétrica Pipoca	28	2	—	(3)	—	—	27
Madeira Energia (Santo Antônio plant through Madeira Energia)	674	2	—	—	—	—	676
FIP Melbourne (Santo Antônio plant through Madeira Energia)	708	(5)	—	—	—	—	703
Lightger	38	(1)	—	—	—	—	37
Baguari Energia	193	12	—	(18)	—	—	187
Central Eólica Praias de Parajuru	62	2	—	(1)	—	—	63
Central Eólica Volta do Rio	84	2	—	(1)	—	—	85
Central Eólica Praias de Morgado	62	—	—	—	—	—	62
Amazônia Energia (Belo Monte Plant through Norte Energia)	395	(19)	—	(1)	120	—	495
Ativas Data Center	—	(28)	—	—	—	28	—
Epícares Empreendimentos (1)	92	1	—	1	—	(94)	—
Parati	372	3	—	(17)	—	—	358
Taesa	2,188	383	—	(329)	—	—	2,242
Renova	1,538	(25)	15	(1)	—	—	1,527
Aliança Geração	3	107	—	(93)	581	729	1,327
Aliança Norte (Belo Monte Plant through Norte Energia)	—	(13)	—	—	367	—	354
Retiro Baixo	150	(5)	—	—	3	—	148
Total do Investimento	**8,040**	**393**	**53**	**(475)**	**1,071**	**663**	**9,745**
Ativas Data Center – Uncovered liabilities of jointly-controlled entity	—	—	—	—	—	(28)	(28)
Total	**8,040**	**393**	**53**	**(475)**	**1,071**	**635**	**9,717**

(1) The amount of R$ 94 refers to the assets subscribed to constitute Aliança Geração;

	2013	Equity method gain (Statement of income)	Equity method gain (Other comprehensive income)	Dividends	Injections / acquisitions	Other	2014
Gasmig (1)	577	47	—	(55)	—	(569)	—
Companhia Transleste de Transmissão	29	2	—	(17)	—	—	14
Companhia Transudeste de Transmissão	14	1	—	(2)	—	—	13
Companhia Transirapé de Transmissão	14	—	—	(1)	—	—	13
Transchile	55	2	10	—	—	—	67
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	18	5	—	(1)	—	—	22
Light	1,190	150	(6)	(136)	—	—	1,198
Axxiom Soluções Tecnológicas	8	(1)	—	—	16	—	23
Hidrelétrica Cachoeirão	34	8	—	(8)	—	—	34
Guanhães Energia	69	—	—	—	—	—	69
Hidrelétrica Pipoca	24	5	—	(1)	—	—	28
Madeira Energia (Santo Antônio plant through Madeira Energia) (2)	643	(398)	—	—	429	—	674
FIP Melbourne (Santo Antônio plant through Madeira Energia) (2)	—	10	—	—	698	—	708
Lightger	39	—	—	(1)	—	—	38
Baguari Energia	199	8	—	(14)	—	—	193
Central Eólica Praias de Parajuru	61	2	—	(1)	—	—	62
Central Eólica Volta do Rio	78	6	—	—	—	—	84
Central Eólica Praias de Morgado	61	2	—	(1)	—	—	62
Amazônia Energia (Belo Monte Plant through Norte Energia)	311	(17)	—	—	101	—	395
Ativas Data Center	4	(26)	—	—	—	22	—
Epícares Empreendimentos	103	3	—	(14)	—	—	92
Parati	380	41	(1)	(48)	—	—	372
Taesa	2,250	376	—	(438)	—	—	2,188
Renova	—	(12)	—	—	1,550	—	1,538
Aliança	—	—	—	—	3	—	3
Retiro Baixo	—	(4)	—	—	154	—	150
	6,161	**210**	**3**	**(738)**	**2,951**	**(547)**	**8,040**

(1) Consolidation of Gasmig began as from October 2014, and as a result the value of the investment, of R$ 569 was eliminated.
(2) Acquisition of 7.87% interest on Madeira Energia trough FIP Melbourne for R$697,796. Cemig also has a directly-held stockholding interest of 10.00% on Madeira Energia. Cemig made a capital increase of R$429,367 in 2016.

Cemig GT enters into controlling block of Renova

In 2013 Cemig GT's entered into an Investment Agreement with Renova Energia S.A. ('Renova'), RR Participações S.A. ('RR'), Light Energia S.A. ('Light Energia') and Chipley SP Participações S.A. ('Chipley'), governing the entry of Cemig GT, directly or indirectly, into the control block of Renova through subscription of new common shares in Renova. As a result of this transaction, Cemig GT acquired 27.37% interest in Renova Energia S.A. for R$1,550,071 in 2014, which result in recognition of the concession intangible asset of R$855,354.

Acquisition of equity interest

In the process of allocation of the acquisition prices of investments, intangible assets were identified relating to the rights of commercial operation of the regulated activities, and these were supported by economic and financial valuation opinions.

These amounts, adjusted for tax effects, will be amortized, on the straight-line basis, over the remaining periods of the authorizations for operation of each facility.

This table gives the principal information on the subsidiaries and jointly-controlled entities, not adjusted for the percentage represented by the Company’s ownership interest:

Company	Number of shares	2016 Cemig Interest %	2016 Share capital	2016 Equity	2015 Cemig Interest %	2015 Share capital	2015 Equity	2014 Cemig Interest %	2014 Share capital	2014 Equity
Cemig Geração e Transmissão	2,896,785,358	100.00	1,838	4,583	100.00	1,838	4,684	100.00	1,700	3,487
Hidrelétrica Cachoeirão	35,000,000	49.00	35	103	49.00	35	83	49.00	35	69,991
Guanhães Energia	137,608,000	49.00	186	—	49.00	138	38	49.00	138	137,608
Hidrelétrica Pipoca	41,360,000	49.00	41	65	49.00	41	54	49.00	41	58,789
Retiro Baixo	222,850,000	49.90	223	264	49.90	223	296	49.90	217	300
Aliança Norte (Usina de Belo Monte)	34,715,961,339	49.00	1,014	1,077	49.00	647	723	—	—	—
Madeira Energia (Usina de Santo Antônio)	9,730,201,137	18.13	10,152	6,419	18.05	9,762	7,642	17.76	9,456	7,782
Lightger	79,078,937	49.00	79	85	49.00	79	76	49.00	79	79
Baguari Energia (1)	26,157,300,278	69.39	187	248	69.39	262	270	69.39	262	279
Renova (2)	360,815,313	34.15	2,856	1,956	27.37	2,526	5,581	27.37	2,568	5,620
Aliança Geração	1,291,582,500	45.00	1,291	1,973	45.00	1,291	2,949	—	—	—
Central Eólica Praias de Parajuru	70,560,000	49.00	71	89	49.00	71	129	49.00	71	127
Central Eólica Volta do Rio	117,230,000	49.00	117	137	49.00	117	174	49.00	117	171
Central Eólica Praias de Morgado	52,960,000	49.00	53	65	49.00	53	127	49.00	53	127
Amazônia Energia (1) (Usina de Belo Monte)	1,039,491,023	74.50	1,116	1,048	74.50	723	665	74.50	563	529
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	5,677,000	49.00	6	6	—	—	—	—	—	—
Cemig Distribuição	2,359,113,452	100.00	2,362	2,500	100.00	2,362	2,696	100.00	2,262	2,482
Light	203,934,060	26.06	2,226	3,354	26.06	2,226	4,558	26.06	2,226	4,602
Cemig Telecom	397,683,385	100.00	242	192	100.00	225	169	100.00	225	225
Rosal Energia	46,944,467	100.00	47	141	100.00	47	122	100.00	47	121
Sá Carvalho	361,200,000	100.00	37	106	100.00	37	103	100.00	37	107
Gasmig	409,255,483	99.57	665	1,426	99.57	665	1,408	99.57	665	1,437
Horizontes Energia	39,257,563	100.00	39	52	100.00	64	71	100.00	64	70
Usina Térmica Ipatinga	174,281	100.00	0	4	100.00	—	4	100.00	14	24
Cemig PCH	35,952,000	100.00	36	92	100.00	36	85	100.00	31	67
Cemig Capim Branco Energia	87,579,000	—	—	—	100.00	—	—	100.00	88	130
LUCE	1,379,839,905	66.62	438	443	—	—	—	—	—	—
RME	1,365,421,406	66.27	434	440	—	—	—	—	—	—
Companhia Transleste de Transmissão	49,569,000	25.00	50	81	25.00	50	73	25.00	50	54
UTE Barreiro	30,902,000	100.00	31	39	100.00	31	30	100.00	31	29
Companhia Transudeste de Transmissão	30,000,000	24.00	30	85	24.00	30	73	24.00	30	53
Empresa de Comercialização de Energia Elétrica	486,000	100.00	—	20	100.00	—	9	100.00	—	9
Companhia Transirapé de Transmissão	22,340,490	24.50	22	98	24.50	22	79	24.50	22	56
Transchile	—	—	—	—	49.00	237	221	49.00	161	135
Efficientia	6,051,994	100.00	6	5	100.00	6	6	100.00	6	5
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada	1,000,000	100.00	1	2	100.00	5	6	100.00	5	5
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	28,000,000	51.00	28	42	51.00	28	34	51.00	28	41
Cemig Trading	1,000,000	100.00	1	29	100.00	—	30	100.00	—	31
Axxiom Soluções Tecnológicas	17,200,000	49.00	47	39	49.00	47	49	49.00	17	48
Parati	1,432,910,602	—	—	—	25.00	1,433	1,431	25.00	1,433	1,481
TAESA	1,033,496,721	31.54	3,042	4,308	43.36	3,042	5,171	43.36	3,042	5,045

(1) Control shared under a Shareholders' Agreement.
(2) Due to the increase in the equity interest in Renova, there was a loss item of R$2 million reflecting the fact that Renova reported a loss for the year 2016.

On December 31, 2016, the current liabilities of some indirectly jointly-controlled entities were higher than their current assets, as follows:

Guanhães Energia: This was mainly due to issuance of the second series of the sixth commercial Note issue with short-term maturity. The management of Guanhães Energia has obtained funding from the financial market and from the shareholders, allocating it principally to management of its cash for working capital, investments and financial commitments.

Light: On December 31, 2016, Light had a negative working capital balance of R$ 1,259 (R$ 423 on December 31, 2015). The operational cash flow of Light has been improving during the year due to the tariff adjustments obtained during the year ended December 31, 2015, its operational performance in 2016, reduction of investments in 2016, and the improvement of the hydrological situation. Additionally, Light has been negotiating renewal of short-term loans and financings and lengthening of its debt profile, and also expects higher operational cash flow following the tariff review. Management believes that success in these steps will reverse the current scenario of negative net working capital. It can also be noted that Light has reported positive consolidated operational cash flow from operations of R$ 1,118 in 2016 (and R$ 979 in 2015 and R$585 em 2014), which has enabled it to amortize loans, financings and debentures in the amount of R$ 319 in the year ended December 31, 2016. (In 2015 it raised funding of R$ 160.) Further, on March 14, 2017, Aneel approved the result of the fourth Periodic Tariff Review (‘RTP’) of the subsidiary Light SESA, which resulted in an average increase of 10.45% in electricity bills from March 15, 2017, ensuring renewed economic and financial balance for the distribution company.

Madeira Energia (‘Mesa’): The excess of current liabilities over current assets, equal to R$ 1,611 in 2016 (R$543 in 2015), arises mainly from the account lines Suppliers, Other liabilities, Loans and financings, and Contingency provisions. To deal with the situation of negative working capital, Mesa has the benefit of a favorable decision by Aneel to revert, in liabilities, the FID (Availability Factor) account, and release of funds from the debt servicing reserve account which will be replaced by a bank guarantee, with generation of operational cash flow and, if necessary, injections of funds to be made by the shareholders.

Renova Energia: In the year ended December 31, 2016, Renova Energia reported a loss of R$ 1,101 in 2016 (R$ 93 in 2015), and on that date its current liabilities exceeded its current assets by R$ 3,211 in 2016 (R$ 946 in 2015) (consolidated). Further, Renova Energia has reported negative operational cash flow. The main reasons for this scenario are: (i) transactions to purchase supply of electricity, to honor commitments related to the delays in wind farms coming into operation; (ii) significant investments that are being allocated in the construction of the Alto Sertão III wind farm complex; (iii) delay in release of the long-term financing agreement with the BNDES; (iv) certain long-term financings being reclassified as current due to some ratios in covenants not being achieved, and waivers from creditors not being obtained, in 2016; and (iv) losses arising from the transaction with Terraform.

The management of Renova Energia is taking a range of measures to rebalance its liquidity and cash flow structure. These actions include: sale of certain assets; reduction of the administrative and operational structure, reducing administrative costs; financial support from shareholders, contracting of a long-term financing with the Brazilian Development Bank (BNDES); postponement of certain projects, to balance cash flow; requests to creditors for waivers, which will make possible reclassification of the debt to non-current, ensuring liquidity. The Management of Renova Energia believes that with the success of these measures it will be possible to recover economic and financial equilibrium and the Company's liquidity.

Aliança Geração:This was mainly due to lending transactions with short maturities. Management of Aliança Geração has been taking steps to improve its financial structure and working capital.

The following table provides summarized financial information of the Company's equity investees in 2016, 2015 and 2014:

2016	Parati	Transleste	Transirapé	Centroeste	Transudeste	Luce	RME	Light	Taesa	Axxiom	Aliança Norte
Assets											
Current	12	50	41	61	32	6	3	3,612	1,955	66	2
Cash and cash equivalents	8	3	2	20	4	—	—	668	102	9	2
Non-current	1,327	123	122	1	78	437	437	10,718	6,456	13	1,075
Total assets	1,339	173	163	62	110	443	440	14,330	8,411	79	1,077
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Liabilities	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Current	—	28	33	5	22	—	—	4,871	1,074	32	—
Suppliers	—	—	—	—	—	—	—	1,342	37	1	—
Loans and financings – Current	—	18	19	3	19	—	—	15,568	9	10	—
Non-current	—	63	32	15	3	—	—	6,105	3,029	8	—
Equity	1,339	82	98	42	85	443	440	3,354	4,308	39	1,077
Total liabilities	1,339	173	163	62	110	443	440	14,330	8,411	79	1,077
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Statement of income	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Net sales revenue	—	34	45	13	22	—	—	9,645	1,391	57	—
Cost of sales	—	(2)	(19)	(2)	(1)	—	—	(8,042)	(149)	(64)	—
Depreciation and amortization	—	—	—	(1)	—	—	—	(452)	(1)	(2)	—
Gross profit	—	32	26	11	21	—	—	1,603	1,242	(7)	—
General and administrative expenses (SG&A) :	(6)	—	(1)	—	(1)	(1)	(1)	(753)	(107)	(8)	(2)
Financial revenues	4	2	1	4	1	—	1	148	58	1	—
Financial expenses	(60)	(11)	(5)	(3)	(4)	(41)	(41)	(1,281)	(223)	—	(7)
Operational profit	(62)	23	21	12	17	(42)	(41)	(283)	970	(14)	(9)
Income tax and the Social Contribution tax	—	(2)	(2)	(1)	(1)	—	—	(30)	(108)	5	—
Net profit for the year	(62)	21	19	11	16	(42)	(41)	(313)	862	(9)	(9)
Other comprehensive income for the year											
Net profit for the year	(62)	21	19	11	16	(42)	(41)	(313)	862	(9)	(9)
Gain (loss) on conversion of financial statements	—	—	—	—	—	—	—	(86)	—	—	—
Actuarial gains (losses)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Comprehensive income for the year	(62)	21	19	11	16	(42)	(41)	(399)	862	(9)	(9)

2016	Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Pipoca	Retiro Baixo	Renova	Parajuru	Morgado	Volta do Rio	LightGer	Amazônia Energia	Aliança Geração
Assets													
Current	43	45	16	1,520	20	30	136	38	24	37	35	—	388
Cash and cash equivalents	40	11	1	58	17	19	36	18	17	27	32	—	147
Non-current	86	220	65	23,557	98	377	5,765	128	142	245	152	1,048	2,512
Total assets	129	265	81	25,077	118	407	5,901	166	166	282	187	1,048	2,900
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Liabilities	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Current	9	12	191	3,131	8	25	3,347	19	27	37	16	—	592
Suppliers	2	6	—	662	—	1	547	1	1	1	6	—	101
Non-current	17	5	11	15,527	45	118	598	58	74	108	86	—	335
Equity	103	248	(121)	6,419	65	264	1,956	89	65	137	85	1,048	1,973
Total liabilities	129	265	81	25,077	118	407	5,901	166	166	282	187	1,048	2,900
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Statement of income	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Net sales revenue	34	65	—	2,803	25	62	484	27	22	29	36	—	804
Cost of sales	(10)	(12)	—	(1,845)	(6)	(29)	(454)	(17)	(17)	(27)	(17)	—	(314)
Depreciation and amortization	(3)	(9)	—	(673)	(3)	(9)	(93)	(10)	(10)	(17)	(11)	—	(125)
Gross profit	24	53	—	958	19	33	30	10	5	2	19	—	490
General and administrative expenses (SG&A)	—	(1)	—	(146)	(2)	—	(41)	(1)	(1)	(2)	(1)	(1)	(58)
Impairment of PP&E	—	—	—	—	—	—	(281)	—	—	—	—	—	—
Adjustment for losses on investment	—	—	—	—	—	—	(455)	—	—	—	—	—	—
Financial revenues	4	15	—	146	2	2	16	3	3	5	3	—	46
Financial expenses	(3)	(1)	(208)	(1,552)	(6)	(15)	(424)	(7)	(10)	(15)	(10)	(8)	(58)
Operational profit	25	66	(208)	(594)	13	20	(1,155)	5	(3)	(10)	11	(9)	420
Income tax and the Social Contribution tax	(2)	(7)	—	(23)	(2)	(3)	54	(2)	1	3	(3)	—	(127)
Net profit for the year	23	59	(208)	(617)	11	17	(1,101)	3	(2)	(7)	8	(9)	293
Comprehensive income for the year													
Net profit for the year	23	59	(208)	(617)	11	17	(1,101)	3	(2)	(7)	8	(9)	293
Gain (loss) on conversion offinancial statements	—	—	—	—	—	—	(182)	—	—	—	—	—	—
Other comprehensive income for the year	23	59	(208)	(617)	11	17	(1,283)	3	(2)	(7)	8	(9)	293

2015	Parati	Transleste	Transirapé	Centroeste	Transudeste	Transchile	Light	Taesa	Axxiom	Aliança Norte	Cachoeirão
Assets											
Current	59	47	34	58	32	39	3,976	2,082	74	1	28
Cash and cash equivalents	46	8	6	16	6	36	447	132	7	1	23
Non-current	1,408	128	114	1	81	299	11,818	7,574	14	726	89
Total assets	**1,467**	**175**	**148**	**59**	**113**	**338**	**15,794**	**9,656**	**88**	**727**	**117**
Liabilities											
Current	36	18	20	4	17	21	4,399	1,008	34	—	10
Suppliers	—	—	—	—	—	—	1,450	34	2	—	2
Loans and financings – current	—	6	3	2	—	10	1,629	628	5	—	
Non-current	—	84	49	21	23	96	6,838	3,477	5	4	24
Equity	1,431	73	79	34	73	221	4,557	5,171	49	723	83
Total liabilities	**1,467**	**175**	**148**	**59**	**113**	**338**	**15,794**	**9,656**	**88**	**727**	**117**
Statement of Income											
Net sales revenue	—	33	34	14	22	28	1,222	1,973	66	—	30
Cost of sales	—	(4)	(13)	(4)	(2)	(10)	(460)	(287)	(59)	—	(14)
Depreciation and amortization	—	—	—	(1)	—	(9)	(412)	(15)	(1)	—	(3)
Gross profit	**—**	**29**	**21**	**10**	**20**	**18**	**762**	**1,686**	**7**	**—**	**16**
General and administrative expenses	—	—	—	—	—	—	(91)	—	(6)	—	—
Net financial revenue (expenses)	11	(9)	(5)	(3)	(5)	(6)	(672)	(562)	—	(27)	(1)
Financial revenues	48	2	1	2	1	—	1,371	769	1	—	2
Financial expenses	(37)	(11)	(6)	(5)	(6)	(6)	(2,043)	(1,331)	(1)	(27)	(3)
Operating profit	**11**	**20**	**16**	**7**	**15**	**12**	**(1)**	**1,124**	**1**	**(27)**	**15**
Income tax and Social Contribution tax	—	(2)	(1)	(1)	(1)	—	(40)	(241)	—	—	(2)
Net profit for the year	**11**	**18**	**15**	**6**	**14**	**12**	**(41)**	**883**	**1**	**(27)**	**13**
Comprehensive income for the year											
Net profit for the year	11	18	15	6	14	12	(41)	883	1	(27)	13
Actuarial gain (loss)	1	—	—	—	—	—	8	—	—	—	—
Other comprehensive income for the year	**12**	**18**	**15**	**6**	**14**	**12**	**(33)**	**883**	**1**	**(27)**	**13**

2015	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Pipoca	Retiro Baixo	Renova	Parajuru	Morgado	Volta do Rio	Lightger	Amazônia Energia	Aliança Geração
Assets												
Current	72	2	1,608	13	10	551	21	31	46	23	—	243
Cash and cash equivalents	9	1	300	—	1	66	12	12	20	14	—	70
Non-current	220	248	23,754	101	443	8,425	192	209	290	161	666	3,093
Total assets	**292**	**250**	**25,362**	**114**	**453**	**8,976**	**213**	**240**	**336**	**184**	**666**	**3,336**
Liabilities												
Current	16	212	2,151	10	25	1,497	18	28	36	14	—	113
Suppliers	6	—	384	—	6	570	—	—	1	4	—	36
Non-current	6	—	15,569	50	132	1,898	66	85	126	94	—	274
Equity	270	38	7,642	54	296	5,581	129	127	174	76	666	2,949
Total liabilities	**292**	**250**	**25,362**	**114**	**453**	**8,976**	**213**	**240**	**336**	**184**	**666**	**3,336**
Statement of Income												
Net sales revenue	59	—	2,605	22	53	458	31	34	47	32	—	797
Cost of sales	(46)	—	(1,103)	(11)	(40)	(5)	(16)	(18)	(28)	(25)	—	(442)
Depreciation and amortization	(9)	—	(471)	(3)	(9)	(4)	(10)	(10)	(17)	(10)	—	(69)
Gross profit	**13**	**—**	**1,502**	**11**	**13**	**453**	**15**	**16**	**19**	**7**	**—**	**355**
General and administrative expenses	—	(86)	(816)	(2)	(11)	—	(5)	(6)	(2)	(1)	(2)	(69)
Net financial revenue (expenses)	9	(14)	(967)	(3)	(13)	(355)	(5)	(8)	(11)	(7)	(23)	(18)
Financial revenues	10	—	950	2	1	41	2	2	3	2	—	9
Financial expenses	(1)	(14)	(1,917)	(5)	(14)	(396)	(7)	(10)	(14)	(9)	(23)	(27)
Operating profit	**22**	**(100)**	**(281)**	**6**	**(11)**	**98**	**5**	**2**	**6**	**(1)**	**(25)**	**268**
Income tax and Social Contribution tax	(5)	—	266	(1)	1	(191)	(1)	(1)	(2)	(2)	—	(30)
Net profit for the year	**17**	**(100)**	**(15)**	**5**	**(10)**	**(93)**	**4**	**1**	**4**	**(3)**	**(25)**	**238**
Comprehensive income for the year												
Net profit for the year	17	(100)	(15)	5	(10)	(93)	4	1	4	(3)	(25)	238
Gain (loss) on conversion of financial statements	—	—	—	—	—	54	—	—	—	—	—	—
Other comprehensive income for the year	**17**	**(100)**	**(15)**	**5**	**(10)**	**(39)**	**4**	**1**	**4**	**(3)**	**(25)**	**238**

2014	Parati	Transleste	Transirapé	Centroeste	Transudeste	Transchile	Light	Taesa	Axxiom	Ativas	Epícares
Assets											
Current	125	47	35	67	30	24	2,466	2,292	70	40	31
Cash and cash equivalents	42	7	7	19	4	22	506	329	9	16	14
Non-current	1,390	121	101	—	80	208	12,141	7,197	13	71	157
Total assets	1,515	168	136	67	110	232	14,607	9,489	83	111	188
Liabilities											
Current	34	6	16	8	12	15	2,963	940	26	59	1
Suppliers	—	—	3	—	—	—	1,945	53	2	5	—
Loans and financings – current	—	—	—	—	—	—	580	723	—	—	—
Non-current	—	108	64	18	45	82	7,042	3,504	9	79	2
Equity	1,481	54	56	41	53	135	4,602	5,045	48	(27)	185
Total liabilities	1,515	168	136	67	110	232	14,607	9,489	83	111	188
Statement of Income											
Net sales revenue	—	30	52	14	20	20	9,223	1,924	57	26	41
Cost of sales	—	(4)	(34)	(4)	(2)	(13)	(7,798)	(295)	(54)	(29)	(15)
Depreciation and amortization	—	—	—	—	—	(5)	(415)	(3)	1	7	8
Gross profit	—	26	18	10	18	7	1,425	1,629	3	(3)	26
General and administrative expenses	(6)	—	—	—	—	—	(163)	(29)	—	(10)	(12)
Net financial revenue (expenses)	143	(5)	(4)	—	(5)	(3)	(325)	(469)	(1)	(14)	1
Financial revenues	143	1	1	2	1	—	577	276	1	2	1
Financial expenses	—	(6)	(5)	(2)	(6)	(3)	(902)	(745)	(2)	(16)	—
Operating profit	137	21	14	10	13	4	937	1,131	2	(27)	15
Income tax and Social Contribution tax	(2)	(13)	(12)	(1)	(9)	(1)	(273)	(239)	—	—	(2)
Net profit for the year	135	8	2	9	4	3	664	892	2	(27)	13
Comprehensive income for the year											
Net profit for the year	135	8	2	9	4	3	664	892	2	(27)	13
Gain (loss) on translation	—	—	—	—	—	19	—	—	—	—	—
Actuarial gains (losses)	—	—	—	—	—	—	(17)	—	—	—	—
Other comprehensive income for the year	135	8	2	9	4	22	647	892	2	(27)	13

2014	Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Pipoca	Retiro Baixo	Renova	Parajuru	Morgado	Volta do Rio	Lightger	Amazônia Energia
Assets												
Current	23	96	34	1,477	19	12	847	15	27	41	21	—
Cash and cash equivalents	19	15	27	241	13	3	596	4	4	4	16	—
Non-current	91	228	511	22,151	104	453	8,402	204	223	304	170	529
Total assets	114	324	545	23,628	123	465	9,249	219	250	345	191	529
Liabilities												
Current	14	39	407	1,961	7	20	656	17	22	26	10	—
Suppliers	2	9	1	1,282	—	—	130	2	2	2	1	—
Loans and financings – current	—	—	—	406	—	—	—	—	—	—	—	—
Non-current	30	6	—	13,885	57	145	2,973	75	101	148	102	—
Equity	70	279	138	7,782	59	300	5,620	127	127	171	79	529
Total liabilities	114	324	545	23,628	123	465	9,249	219	250	345	191	529
Statement of Income												
Net sales revenue	30	56	—	1.858	25	55	163	27	35	55	32	—
Cost of sales	(10)	(46)	—	(3.194)	(9)	(29)	(141)	(13)	(16)	(25)	(24)	—
Depreciation and amortization	(3)	(9)	—	(296)	(3)	(3)	(31)	(9)	(10)	(17)	(11)	—
Gross profit	20	10		(1.336)	16	26	22	14	19	30	8	
General and administrative expenses	(1)	—	—	(202)	(1)	(4)	(14)	(4)	(5)	(5)	—	(23)
Net financial revenue (expenses)	(1)	8	—	(602)	(3)	(26)	(45)	(5)	(8)	(11)	(6)	—
Financial revenues	2	9	—	57	1	1	24	1	1	1	2	—
Financial expenses	(3)	(1)	—	(659)	(4)	(27)	(69)	(6)	(9)	(12)	(8)	—
Operating profit	18	18		(2.140)	12	(4)	(37)	5	6	14	2	(23)
Income tax and Social Contribution tax	(2)	(6)	—	5	(1)	(2)	(6)	(1)	(1)	(1)	(2)	—
Net profit for the year	16	12		(2.135)	11	(6)	(43)	4	5	13		(23)
Comprehensive income for the year												
Net profit for the year	16	12	—	(2.135)	11	(6)	(43)	4	5	13	—	(23)
Other comprehensive income for the year	16	12	—	(2.135)	11	(6)	(43)	4	5	13	—	(23)

Investments in jointly controlled entities and affiliated companies

Investment in the Santo Antônio *Hydroelectric Plant, through Madeira Energia S.A. (Mesa) and FIP Melbourne*

The Company has direct and indirect investments in Madeira Energia S.A. (which holds an investment in Santo Antônio Energia S.A.), of R$ 1,321 on December 31, 2016 (R$1,379 in 2015).

Madeira Energia S.A. ('Mesa') and its subsidiary Santo Antônio Energia S.A. ('Saesa') are incurring establishment costs related to the construction of the Santo Antônio Hydroelectric Plant. The property, plant and equipment asset constituted by these expenditures totaled R$ 22,440 (consolidated) on December 31, 2016, and this amount, according to financial projections prepared by its management, is to be absorbed by future revenues generated as from January, 2017, when all the generator rotors of that entity came into operation.

Investigations and other legal measures are in progress, conducted by the Federal Public Attorneys' Office, which involve other indirect shareholders of Madeira Energia S.A. and certain executives of those other indirect shareholders.

Arbitration proceedings

In 2014, SAAG Investimentos S.A. (SAAG) and Cemig GT opened arbitration proceedings, *in camera*, in the Market Arbitration Chamber, challenging the following: (a) the increase approved in the capital of Mesa of approximately R$ 750 partially destined to payment of the claims by the Santo Antonio Construction Consortium ('CCSA'), based on absence of investigative quantification of the amounts supposedly owed, and absence of prior approval by the Board of Directors, as required by the bylaws and Shareholders' Agreement of Mesa; and also on the existence of credits owed to Mesa by CCSA, able to be offset, in an amount greater than the claims; and (b) the adjustment for impairment carried out by the Executive Board of Mesa, in the amount of R$ 750, relating to certain credits owed to Mesa by CCSA, on the grounds that these credits, under an express contractual provision, are owed in their entirety. Posting of this impairment contributed to Mesa's situation of negative Net working capital on December 31, 2016, as described above.

The shareholders SAAG and Cemig GT successfully filed an action for provisional remedy for exercise of the right of first refusal to subscribe the additional portion of the capital of Mesa, in the amount of R$ 175, that was approved in the Extraordinary General Meeting of Stockholders of Mesa held on October 21, 2014. The judgment also suspended all the effects of the decisions as they relate to SAAG and Cemig GT and to their interests in Mesa, including in relation to the dilution and the penalties specified in the shareholders' Agreement of Mesa.

In 2016 the arbitration judgment given by the Market Arbitration Chamber recognized in full the right of Cemig and SAAG, and ordered annulment of the acts being impugned. SAAG and CEMIG are in the process of adopting measures to implement the decision referred to.

Investment in the Belo Monte *Plant through Amazônia Energia S.A. and Aliança Norte*

Amazônia Energia and Aliança Norte are shareholders in Norte Energia S.A. ('Nesa'), which holds the concession to operate the Belo Monte Hydroelectric Plant, on the Xingu River, in the State of Pará.

Through the jointly-controlled entities referred to above, Cemig GT owns an indirect equity interest in Nesa of 11.74%.

Nesa will still require significant funds for costs of organization, development and pre-operational costs for completion of the plant. According to estimates and forecasts these costs will be repaid by the revenues from future operations.

On April 7, 2015, Nesa was awarded interim judgment ordering Aneel to "abstain, until hearing of the application for an injunction made in the origin case, from applying to Appellant any penalties or sanctions in relation to the Belo Monte Hydroelectric Plant not coming into operation on the date established in the original timetable for the project, including those specified in an Aneel Normative Resolution and in the Concession Contract for the Belo Monte Hydroelectric Plant". The amount of the estimated loss in Belo Monte up to December 31, 2016 is R$ 74.

Based on this injunction, all records and the accounting provisions inherent to compliance with the requirements of the concession contract were suspended, but Aliança Norte Energia continues to purchase electricity on the spot market to avoid any future penalties.

Investigations and other legal measures are in progress, conducted by the Federal Public Attorneys' Office, which involve other shareholders of Norte Energia S.A. and certain executives of those other shareholders.

Any changes in the existing scenario will have their impacts reflected in the financial statements.

Summary of the conclusions of the independent investigation

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ('Eletrobras') owns an equity interest of 49.98% in Nesa, and has contracted a specialized law office to carry out an independent internal investigation for the purpose of finding any irregularities that may have taken place in projects in which it has an equity interest, including NESA. The motive for this procedure was investigations that were being carried out by the Public Attorneys' Office on irregularities involving some of the contractors and suppliers in investments where Eletrobras was a shareholder, including the company Nesa.

The final reports of the independent internal investigation include certain findings with estimated impacts on the financial statements of Nesa. It was found that certain contracts with some contractors and suppliers of the *Belo Monte* Hydroelectric Plant contain impacts estimated at 1% of the price of a contract, and other estimates of certain fixed amounts, to include bribes and activities of manipulation of bids considered to be of an unlawful nature.

Based on the conclusions and results identified in the independent internal investigation, the management of NESA referred to IAS 16 –*Assets and Equipment*, and concluded that the amount of R$ 183, attributable to possible overinvoicing, bribes and/or fraudulent bids or activities considered to be of an unlawful nature should not have been included in the historic cost of its assets, because such amounts would not have been necessary to establish the assets at the location and in the condition necessary for their functioning.

The management of Nesa also concluded that it was impracticable to attempt precisely to identify the periods of the prior financial statements in which the excess of capitalized costs might have occurred, due to the fact that the information made available by the independent internal investigation does not individually specify the contracts, payments ad reporting periods in which these excesses could have occurred. It is also emphasized that the alleged undue payments were not made by Nesa, but by contractors and suppliers of the Belo Monte hydroelectric plant, which also impeded identification of the precise amounts and period of the payments.

Thus, Nesa applied the procedure specified in IAS 8 –*Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors*, making adjustments for the estimated amounts of the excesses of capitalized costs, in a total of R$ 183, referring to illegal payments in the financial statements at December 31, 2015, due to the impracticability of identifying the adjustments for each previous period affected.

As a result of the adjustment made by NESA, on December 31, 2015 Cemig recognized an adjustment in the amount of R$ 23, in *Investments* with counterpart in the account *Gain (loss) in subsidiaries by the equity method*. Of this total, R$ 21 arises from the adjustment made by Cemig GT, and R$ 2 arises from the adjustment made by Light S.A., in accordance with the specifications of IAS 8 – *Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors*.

Investment in Guanhães Energia S.A. – Adjustment for impairment

Based on analysis of the cash flow expected for the investment, Guanhães Energia made an adjustment for impairment of value in the amount of R$ 139. The effect of this in the accounts of Cemig GT was an expense of R$ 68, corresponding to its 49% interest in Guanhães, and this was recognized in the statement of income by the equity method, on December 31, 2016.

Investment in Renova

Option contract

On September 18, 2015 a contract was signed giving Renova the option to sell to SunEdison, on or after March 31, 2016, up to 7,000,000 shares in TerraForm Global, which Renova had received under the agreement governing the first phase of the transaction for sale and exchange of assets.

The exercise price of this option was set at R$ 50.48 or US$15.00 at the exchange rate of the day, at SunEdison's choice. The contract also gave SunEdison an option to buy the same 7 million shares in TerraForm Global on the same terms.

Renova also reported that it had notified SunEdison and TerraForm Global of its intention to exercise its option to sell 7 million shares in TerraForm Global owned by Renova, as specified by contract and publicly stated in a Material Announcement published by Renova on September 18, 2015.

In April 2016 there was a restructuring of the Company's capital, which altered Cemig GT's equity interest in the company.

On April 21, 2016, SunEdison applied for Chapter 11 protection in the United States.

On June 1, 2016, the period for payment of the option by SunEdison expired.

Renova priced the option using the Black-Scholes-Merton mathematical model, the future expectation for the exchange rate, and credit risk.

In the first half of 2016 Renova recognized a loss of R$ 111, for the variation in the price of the option, taking credit risk into account. In addition it recognized a loss of R$ 63 relating to the extinction of the option, and opened arbitration proceedings seeking, among other items, indemnity for losses.

The figures above refer to the full impact on the financial statements of Renova. The effect for Cemig was proportional to its 34.15% interest in the investee, valued by the equity method at R$ 60.

Investment in TerraForm – pricing of the shares

Renova Energia has investments in Class A shares (GLBL) in TerraForm ('the TERG Shares'), recorded as financial assets available for sale. Renova Energia adopts this designation because the nature of the investment is not included in any of the other categories of financial instrument (loans, accounts receivable, investments held to maturity, or financial assets at fair value through profit or loss). The asset is classified, in Renova Energia, as a non-current asset under the line *Investments* and is recorded at fair value, based on the market price on a stock exchange (Nasdaq). Under the policy of Renova Energia, gains and losses arising from variation in stock prices are posted directly in Equity under Other comprehensive income. Considering the volatility of the prices of the TERG Shares, Renova Energia evaluates, quarterly, whether there is objective evidence of impairment of these financial assets, that is to say, the management of Renova Energia evaluates whether the fall in the market value of the TERG Shares should be considered 'significant' or 'prolonged'. This evaluation calls for a judgment based on a Renova Energia policy, prepared according to practices used in the Brazilian and international markets, and consists of analysis, instrument by instrument, based on quantitative and qualitative information available in the market as from the moment that an instrument shows a fall in its market value of 20% or more (a 'Significant Fall') or a fall smaller than a Significant Fall, but greater than 5% of its market value in comparison with its acquisition cost for more than 12 months (a 'Prolonged Fall'). If a Significant Fall or a Prolonged Fall in the market value of the instrument is found, the corresponding accumulated portion previously classified in Other comprehensive income will be posted in the Profit and loss account as an impairment.

Impairments, previously recognized in the Profit and loss account, are not reversed through the profit and loss account. Any increase in fair value after an impairment is recognized in Other comprehensive income.

In 2016 the negative adjustments in the fair values that took place in the first and fourth quarter in the amount of R$ 281 (impact in Cemig: R$ 96) were recognized in the income statement; and the positive adjustment of R$ 99 (impact for Cemig: R$ 34), referring to the second and third quarters, was recognized in Other comprehensive income in Renova Energia.

Rescission of share purchase agreement

On April 1, 2016 Renova Energia S.A. ('Renova') informed its shareholders and the market in general that the share purchase agreement for sale to TerraForm Global, Inc. of the assets of the Espra Project ('the Espra Contract') owned by Renova had been canceled. Thus the assets of the Espra project, comprising three small hydroelectric plants (SHPs), which placed generation contracts under the Proinfa regime, with aggregate installed capacity of 41.8 MW, remain in the Company as part of Renova's portfolio of operational assets. As a result of the cancellation, TerraForm Global paid Renova a penalty payment of R$ 36 on April 1, 2016 (effect in Cemig: R$ 12).

The Espra Contract was included in the first phase of the transaction with TerraForm Global and SunEdison, Inc. ('SunEdison'), announced on July 15, 2015.

Adjustment for impairment

Renova carried out studies to value the balance of PP&E assets in relation to the generation of economic benefits expected from those assets at December 31, 2016, and made an adjustment for impairment of assets in the amount of R$ 264 (impact on Cemig R$ 90), This was recognized in a specific account line in the statement of income for 2016. This result arose from projection of cash flow of these assets, discounted, at December 31, 2016.

Cemig had reported in its financial statements the net amount of R$ 763 for goodwill on the concessions, calculated at the time of the injections of capital into Renova. As a result of the studies on impairment related to discounted cash flow of the investee, management of Cemig GT judged it to be necessary to make a full adjustment of the amount referred to, in the statement of income for 2016.

Investment in Light through Parati, RME and Lepsa

Corporate reorganization of Parati

In 2016 the shareholders decided to put in place a series of measures to simplify the stockholding structure of the Parati group, as follows:

- Extinction of Redentor Energia S.A., through reverse absorption by Rio Minas Energia Participações S.A. ('RME');
- Total split of Parati, with absorption by RME and Luce Empreendimentos e Participações S.A. ('LEPSA') of the separated assets and liabilities;
- Extinction of Parati, through reverse absorption by RME and LEPSA;

In November 2016, RME and LEPSA declared an aggregate total of R$ 463 in dividends, using retained earnings reserves from prior years. In the same month both companies called for an aggregate capital subscription of R$ 446, which was paid up exclusively by Cemig.

As a result of these alterations, Cemig had the following stockholdings:

- In RME: 50.00% of the common shares and 50.00% of the preferred shares, representing 66.27 of the total share capital.
- In Lepsa: 50.00% of the common shares and 50.00% of the preferred shares, representing 66.62 of the total share capital.

Exercise of put option

On September 6, 2016 Cemig received from Banco BTG Pactual ('BTG Pactual') Notice of Intention to Exercise a Put Option, informing irrevocable exercise of BTG Pactual's right to sell to Cemig 153,634,195 preferred shares held by Pactual in Parati ('Shares subject of the Put Option').

In October 2016, due to the extinction of Parati, the Put Option was divided between RME and Lepsa in the proportion of 50% each, with all the conditions of the original Put Option being maintained, except the items modified in the amendments, including alteration to their bylaws.

On November 30, 2016, Cemig paid R$ 222 for the portion of BTG Pactual in RME and LEPSA, under exercise of the first 'window' of the put.

Further details of the put option are given below in this Note.

Disposal of shares in Taesa owned by Cemig

On September 29, 2016, Taesa published announcement of commencement of a secondary public offering with restricted placement efforts, for placement of certificates of deposit of nominal, book-entry shares without par value, each representing one common and two preferred nominal, book-entry shares without par value, free and unencumbered by any lien or charge ('Units'), issued by Taesa and owned by Fundo de Investimentos em Participações Coliseu (FIP Coliseu), and Cemig.

The offering comprised secondary public distribution, with restricted placement efforts, of 65,702,230 Units owned by the Vendor shareholders, at the price of R$ 19.65 per Unit, resulting in a total amount of R$ 1,291. The offering transaction was settled on October 24, 2016.

Since this was a public offering with restricted efforts exclusively for secondary distribution, there was no inflow of funds to Taesa. The Vendor shareholders received all of the proceeds from the sale of the Units net of the costs of the offering, i.e. a total of R$ 1,276, and of this total R$ 791 was received by Cemig, representing a gross gain of R$ 181. Cemig recognized this in its Income Statement in October 2016.

Investment Agreement for subscription of capital in Ativas

On August 25, 2016, Cemig Telecom S.A., a wholly-owned subsidiary of Cemig, signed an investment agreement with Sonda Procwork Outsourcing Informática Ltda., a member of the Chilean group Sonda S.A., for subscription of capital in Ativas Data Center, in partnership with Ativas Participações S.A., a company controlled by the Asamar Group.

Sonda is the leading company providing IT services in Latin America, with a presence in 10 countries, and 17,000 employees.

On October 19, 2016, after the conditions precedent specified in the Investment Agreement had been complied with, the transaction was completed.

Sonda, through providing cash of R$ 114, became the holder of a 60% equity interest in Ativas, with Cemig Telecom holding 19.6%, and Ativas Participações holding 20.4% of the company's total capital. This represented a gain of R$ 25 in the financial statements of Cemig Telecom.

Disposal of interest related to Transchile

On September 12, 2016, Cemig signed an agreement for sale of the whole of its stockholding interest relating to Transchile Charrúa Transmisión S.A. – corresponding to 49% of the share capital – to Ferrovial Transco Chile SpA., a company controlled by Ferrovial S.A., for US$57. On October 6, 2016, all of the shares in Transchile Charrúa Transmisión S.A. held by Cemig, corresponding to 49% (forty nine percent) of the total capital, were transferred to Ferrovial Transco Chile SpA., a company controlled by Ferrovial S.A., and the sale completed in the amount of R$180, representing a gross gain of R$ 94.

Put options

In the calculation of the fair value of the option based on the BSM model, the following variables are taken into account: exercise price of the option; closing price of the underlying asset on December 31, 2016; the risk-free interest rate; the volatility of the price of the underlying asset; and the time to maturity of the option.

Analytically, calculation of the exercise price of the options, the risk-free interest rate and the time to maturity is primarily deterministic, so that the main divergence in the put options is in the measurement of the closing price and the volatility of the underlying asset.

Put options for shares in Parati

Cemig granted to *Fundo de Participações Redentor*, which is a shareholder of Parati, an option to sell the totality of the shares which that fund holds in Parati, exercisable in May 2016. The exercise price of the option is calculated from the sum of the value of the amounts injected by the Fund into Parati, plus the running expenses of the fund, less Interest on Equity, and dividends, distributed by Parati.

The exercise price is subject to monetary updating by the CDI (Interbank CD) Rate plus financial remuneration at 0.9% per year.

The Equity Fund owns common and preferred shares in Light, and at present exercises joint control, with the Company, over the activities of that company. This being so, this option has been considered to be a derivative instrument which should be accounted at fair value through profit or loss.

For the purposes of determination of the method to be used in measuring the fair value of this option, the Company, up to the first quarter of 2016, observed the daily trading volume of the shares of Light, and also the fact that such option, if exercised by the Fund, will require the sale to the Company, in a single transaction, of shares in Light in a quantity higher than the daily exchange trading averages. Thus, the Company had adopted the discounted cash flow method for measurement of the fair values of the shares. Up to March 31, 2016, the fair value of this option was calculated on the basis of the estimated exercise price on the day of exercise of the option, less the fair value of the shares that are the subject of the put option, also estimated for the date of exercise, brought to present value at the effective rate of 7.5% p.a. (discounting inflation effects). As a result of the changes in the shareholders' Agreement of Parati in the second quarter of 2016, described below, with consequences for the conditions and periods for exercise of the put option, the Company then began to use the Black-Scholes-Merton method for measurement of the fair value of the options.

In the second quarter of 2016 Amendments were signed to the shareholders'' Agreement of Parati. The principal changes arising from these amendments are as follows:

1) The maturity of the Put Option granted in 2011 by Cemig in favor of the unit holders of FIP Redentor, initially specified to be May 31, 2016, was postponed, to two separate exercise dates:

   a) First option exercise window: The intention to exercise may be stated by any direct shareholder/s who decide to do so, independently of the exercise of the Put Option by the other direct shareholders, up to September 23, 2016, inclusive, and shall cover only preferred shares in Parati, up to a limit of 153,634,195 shares, representing 14.30% of the total shares in Parati held by the other direct shareholders. Cemig had to make payment by November 30, 2016.

   b) Second payment window: The intention to exercise may be stated by any direct shareholder/s who decide to do so, independently of the exercise of the Put Option by the other direct shareholders, up to September 23, 2017, inclusive, and may cover the totality of the shares in Parati, being independent of any exercise, or not, of the Put Option in the first payment window. Cemig must make payment by November 30, 2017.

2) The Put Option may now be exercised not only by FIP Redentor, but also by the direct shareholders of Parati, including but not limited to the unit holders of FIP Redentor, and/or their affiliates, who shall become holders of a Put Option and/or of the rights arising therefrom, under which each one of the direct shareholders shall individually have the right to sell any shares in Parati that they own.

3) Conditions were included for bringing forward the date of exercise of the put option: in the event of any occurrence resulting in bringing forward of the option referred to, any direct shareholder may present to Cemig a notice of bringing forward of the option, at which moment the option shall be considered exercised by all the direct shareholders, over the totality of their shares.

4) As guarantee for the full payment of the Put Option, on May 31, 2016 Cemig offered to the holders of the put option 55,234,637 common shares and 110,469,274 preferred shares that Cemig directly holds in Transmissora Aliança de Energia S.A. (Taesa), and as further guarantee, 53,152,298 shares that Cemig directly holds in Light.

Amount of the Company's exposure

The change in the value of the options – the difference between the estimated fair value for the assets and the corresponding exercise price, has been as follows:

	Dec. 31, 2016	Dec. 31, 2015	Dec. 31, 2014
Initial balance	**1,245**	**166**	**—**
Additions	55	1,079	166
Reductions	(150)	—	—
Final balance	**1,150**	**1,245**	**166**

In the calculation of the fair value of the option based on the Black-Scholes-Merton analysis, the following variables are taken into account: exercise price of the option; closing price of the stock of Light on December 31, 2016 (as a reference for the value of the indirect equity interest held by the direct stockholders of RME and Lepsa in Light); the risk-free interest rate; the volatility of the price of the underlying asset; and the time to maturity of the option.

RME and Lepsa are non-operational holding companies, whose primary purpose is management of their direct equity interest in Light. Consequently, the revenues of these holding companies arise from their interests in the earnings of Light and, residually, from the financial revenue obtained from investment of the amounts available in the cash position. Further, considering that: (i) distribution of the whole of the profit for the period is in the interest of the shareholders of both companies; and (ii) the operational profit, the total of financial revenue (expenses) and changes in the reserve accounts of RME and Lepsa are immaterial for the purposes of calculation of the put option; it becomes clear that the only uncertainty in the flow of these companies is associated with the uncertainty of Light itself, and as a result of this consideration the shares of both companies are valued as if they were direct equity interests in Light itself. Thus, the 'underlying' asset of the options is Light S.A., and the closing price of the underlying asset is the price found for one share of Light on the last business day of the 2016 business year, multiplied by the number of equivalent shares of indirect ownership of the holders of the Parati Put option in Light. The volatility is calculated using a conditional volatility model based on the continuously capitalized series of returns of Light S.A.

The Company has made an analysis of the sensitivity of the exercise price of the option, varying the risk-free interest rate and the volatility, keeping the other variables of the model unchanged. In this context, scenarios for the risk-free interest rate at 6.6% p.a. and 16.4% p.a., and for volatility between 15% and 63.2% p.a., were used, resulting in estimates of minimum and maximum price for the put option of R$ 1,126 and R$ 1,260, respectively.

Put options for Units in FIP Melbourne and FIP Malbec

In the calculation of the fair value of the option based on the BSM model, the following variables are taken into account: exercise price of the option; closing price of the underlying asset on December 31, 2016; the risk-free interest rate; the volatility of the price of the underlying asset; and the time to maturity of the option.

Cemig GT and the private pension plan entities participating in the investment structure of SAAG (comprising FIP Melbourne, Parma Participações S.A. and FIP Malbec – jointly, 'the Investment Structure') signed put option contracts for units in the entities that comprise the Investment Structure ('the Put Options'), which the private pension plan entities may exercise in the eighty fourth month after June 2014. The exercise price of the put options correspond to the amount invested by each private pension plan in the Investment Structure, updated *pro rata temporis*, by the Expanded National Consumer Price (IPCA) index published by the IBGE, plus interest at 7% per year, less such dividends and Interest on Equity as shall have been paid by SAAG to the pension plan entities. This option has been considered to be a derivative instrument which should be accounted at fair value through profit or loss.

In the fourth quarter of 2016 the Company altered the methodology used in measuring the fair value of the put option of SAAG, and adopted the BSM model, replacing the model of discounted cash flow less the exercise price of the option. This change is in line with best market practices, since the Black-Scholes-Merton method not only calculates the difference between the exercise price of the option and the share price, brought to present value, but also incorporates an important random component that weights these amounts.

We work on the assumption that the future expenditures of FIP Malbec and FIP Melbourne are insignificant, so that the options are valued as if they were direct equity interests in Mesa. However, neither SAAG nor Mesa are traded on a securities exchange, so that some adaptions are necessary for calculation of the price of the asset and its volatility for application of the BSM model. The closing price of the share of Mesa on December 31, 2016 is ascertained on the basis of Free cash flow to equity holders (FCFE), expressed by equivalence of the indirect equity interests held by the FIPs. Volatility, in turn, is measured as an average of historic volatility (based on the hypothesis that the series of the difference of continuously capitalized returns follows a normal distribution) of comparable companies in the electricity generation sector that are traded on the Bovespa.

Based on the studies made, a liability of R$ 196 is recorded in the Company's consolidated financial statements, for the difference between the exercise price and the estimated fair value of the assets.

The changes in the value of the options are as follows:

	Dec. 31, 2016	Dec. 31, 2015	Dec. 31, 2014
Initial balance	**148**	**29**	—
Adjustment to fair value	48	119	29
Final balance	**196**	**148**	**29**

The Company has made an analysis of the sensitivity of the exercise price of the option, varying the risk-free interest rate and the volatility, keeping the other variables of the model unchanged. In this context, scenarios for the risk-free interest rate at 6.6% p.a. to 16.4% p.a., and for volatility between 15% and 63.2% p.a., were used, resulting in estimates of minimum and maximum price for the put option of R$ 126 and R$ 321, respectively.

Sonda options

As part of the process of shareholding restructuring, CemigTelecom and Sonda signed a Purchase Option Agreement (issued by CemigTelecom) and a Sale Option Agreement (issued by Sonda).

These resulted in CemigTelecom simultaneously having a right (put option) and an obligation (call option). The exercise price of the put option will be equivalent to fifteen times the adjusted net profit of Ativas in the business year prior to the exercise date. The exercise price of the call option will be equivalent to sixteen times the adjusted net profit of Ativas in the business year prior to the exercise date. Both options, if exercised, result in the sale of the shares in Ativas currently owned by the Company, and the exercise of one of the options results in nullity of the other. The options may be exercised as from January 1, 2021.

The put and call options in Ativas ('the Ativas Options') were measured at fair value and posted at their net value, i.e. the difference between the fair values of the two options on the reporting date of the financial statements for the business year 2016. Depending on the value of the options, the net value of the Ativas Options may be an asset or a liability of the Company.

The measurement has been made using the Black-Scholes-Merton (BSM) model. In the calculation of the fair value of the Ativas Options based on the BSM model, the following variables are taken into account: closing price of the underlying asset on December 31, 2016; the risk-free interest rate; the volatility of the price of the underlying asset; the time to maturity of the option; and the exercise prices on the exercise date.

The closing price of the underlying asset was based on the value of the transaction in shares of Ativas by Sonda, which took place on October 19, 2016. The calculation of the risk-free interest rate was based on yields of National Treasury Bills. The time to maturity was calculated assuming exercise date on March 31, 2021. Considering that the exercise prices of the options are contingent upon the future financial accounting results of Ativas, the estimate of the exercise prices on the date of maturity was based on statistical analyses and on information of comparable listed companies.

The net effect of the calculation of the call and put options in shares of Ativas amounted to a credit amount of R$ 5 in the income statement for 2016.

Formation of Aliança Geração de Energia

For the formation of Aliança Geração de Energia, the Company transferred, in 2015, to Aliança, its interests in the electricity generation consortia, and the interests of the subsidiary Capim Branco Energia S.A., as shown below:

	Dec. 31, 2015
Assets	
Aimorés Hydroelectric Plant Consortium	404
Funil Hydroelectric Plant Consortium	124
Igarapava Hydroelectric Plant Consortium	37
Porto Estrela Hydroelectric Plant Consortium	34
	599
Liabilities	
Porto Estrela – Paid Concession – current	(16)
Porto Estrela Paid Concession – non-current	(134)
	(150)
Net value of assets and liabilities of Cemig GT	450
Net value of assets and liabilities of Capim Branco	131
	581

Cemig GT recognized in its financial statements the gain relating to the valuation at fair value of the investment in Aliança, excluding the effects of valuation of fair value of the company's own assets that were subscribed as capital in Aliança.

This table shows the effects of the transaction in the Company's financial statements at December 31, 2015:

	Cemig	Vale	Total
Fair value of the assets transferred to Aliança	1,867	2,331	4,198
Book value of the assets transferred to Aliança	581	1,277	1,858
Equity interest of the companies in Aliança	—	1	1
Stake held by Cemig, valued at fair value	1,889	—	—
Book value of the assets subscribed (Note 14)	(581)	—	—
Goodwill premium – businesses subscribed as capital of Aliança (100%)	1,308	—	—
Portion of goodwill premium not recognized, relating to the equity interest held by the Company (45%)	(579)	—	—
Gain on the transaction to be reported in the Statement of income for 2015 (55% of the premium)	729	—	—

Additional equity interest in Gasmig

In October 2014, Cemig concluded the acquisition under its share purchase agreement with Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) for acquisition of the 40% interest held by its subsidiary Gaspetro in Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig), which had been approved by the Boards of Directors of both Cemig and Petrobras. The amount paid was R$ 570,976, being the result of R$ 600,000 specified in the share purchase agreement, updated by the IGP-M index, less the dividends paid between the base date and the closing of the agreement.

Business combination carried out in stages – additional effects

Up to the date of the acquisition of the controlling interest in Gasmig, Cemig had an equity interest of 59.57% in the share capital of Gasmig. However, Cemig did not consolidate Gasmig since there was a shareholders' agreement which gave Petrobras significant participating rights.

With the acquisition of the 40% interest in Cemig, referred to above, Cemig obtained control over Gasmig, and began to consolidate Gasmig as from the date of this acquisition.

As specified in IFRS 3 (Business combinations), it was necessary for the Company to value its previous interest in Gasmig at fair value, recognizing the difference in the profit and loss account for the period.

Considering that the valuation opinion for the acquisition of the additional interest of 40% in Gasmig represents the fair value of the assets on the date of acquisition, Cemig made the measurement of its original interest in the investment, as follows:

	Fair value of the original interest (59.60%)
Fair value of Gasmig on the date of acquisition of control	1,427
Cemig's original interest, of 59.57%, valued at fair value on the acquisition date	850
Book value	569
Gain recorded in 2014	281

Generation companies constituted – Lot D of Auction 12/2015 won by the company in 2015

As described in more detail in Note 14, as a result of Cemig GT having won Lot D of Auction 12/2015 – an award of concessions for 18 plants – in June 2016 the Company transferred ownership of the concessions of these plants to 7 new specific-purpose generation companies, wholly-owned subsidiaries of Cemig GT, which began to be consolidated in the second quarter of 2016.

16. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

	2016			2015		
	Historic cost	Accumulated depreciation	Net value	Historic cost	Accumulated depreciation	Net value
In service						
Land	287	(8)	279	287	(8)	279
Reservoirs, dams and water courses	5,347	(3,586)	1,761	4,867	(3,037)	1,830
Buildings, works and improvements	1,789	(1,371)	418	1,577	(1,140)	437
Machinery and equipment	4,518	(3,347)	1,171	3,862	(2,670)	1,192
Vehicles	29	(25)	4	29	(21)	8
Furniture and utensils	16	(12)	4	15	(11)	4
	11,986	(8,349)	3,637	10,637	(6,887)	3,750
Under construction	**138**	**—**	**138**	**190**	**—**	**190**
Net PP&E	**12,124**	**(8,349)**	**3,775**	**10,827**	**(6,887)**	**3,940**

This table shows the movement in property, plant and equipment:

	2015	Addition	Written off	Depreciation	Transfers Capitalizations	2016
In service						
Land	279	—	—	—	—	279
Reservoirs, dams and watercourses	1,830	—	—	(99)	30	1,761
Buildings, works and improvements	437	—	(1)	(23)	5	418
Machinery and equipment	1,192	—	(42)	(110)	132	1,172
Vehicles	8	—	—	(2)	(2)	4
Furniture and utensils	4	—	—	—	(1)	3
	3,750	—	(43)	(234)	164	3,637
Under construction	**190**	**120**	**(13)**	**—**	**(159)**	**138**
Net property, plant and equipment	**3,940**	**120**	**(56)**	**(234)**	**5**	**3,775**

	2014	Additions	Write-offs	Transfer of assets to Aliança Geração de Energia	Indemnity receivable	Depreciation	Transfers to Other long term assets	Transfers / capitalizations	2015
In service									
Land	372	—	(12)	(41)	(16)	(3)	(17)	(4)	279
Reservoirs, dams and water courses	2,261	—	—	(163)	(46)	(127)	(102)	7	1,830
Buildings, works and improvements	609	—	(1)	(116)	(17)	(32)	(13)	7	437
Machinery and equipment	2,053	—	(3)	(308)	(466)	(149)	(69)	134	1,192
Vehicles	9	—	—	—	—	(3)	—	2	8
Furniture and utensils	5	—	—	—	—	—	—	(1)	4
	5,309	—	(16)	(628)	(545)	(314)	(201)	145	3,750
Under construction	**235**	**126**	**(4)**	**(3)**	**(1)**	**(1)**	**(22)**	**(140)**	**190**
Net PP&E	**5,544**	**126**	**(20)**	**(631)**	**(546)**	**(315)**	**(223)**	**5**	**3,940**

	2013	Additions	Write-offs	Depreciation	Transfers / capitalizations	2014
In service						
Land	377	—	—	(5)	—	372
Reservoirs, dams and water courses	2,395	—	—	(134)	—	2,261
Buildings, works and improvements	712	—	(1)	(25)	(77)	609
Machinery and equipment	2,079	—	(6)	(177)	157	2,053
Vehicles	12	—	—	(3)	—	9
Furniture and utensils	2	—	—	—	3	5
	5,577	—	(7)	(344)	83	5,309
Under construction	**240**	**122**	**(49)**	**—**	**(78)**	**235**
Net PP&E	**5,817**	**122**	**(56)**	**(344)**	**5**	**5,544**

The average annual depreciation rate is 3.51%. The average annual depreciation rates, by activity, are:

Hydroelectric generation	Thermal generation	Management and other	Telecoms
3.30%	3.85%	10.04%	4.61%

The Company has not identified evidence of impairment of its Property, plant and equipment assets. The generation concession contracts provide that at the end of each concession the Concession-granting power shall determine the amount to be indemnified to the Company. Management believes that the indemnity of these assets will be greater than the amount of: their historic cost after depreciation over their useful lives.

Under the Brazilian regulatory framework Aneel, the regulator, is responsible for establishing the useful economic life of the generation and transmission assets in the electricity sector, and for periodically reviewing the estimates. The rates established by Aneel are used in the processes of reviewing tariff rates and calculating of the indemnity due at the end of the concession period, and are recognized as a reasonable estimate of the useful life of the assets of the concession. Thus, these rates were used as the basis for depreciation of the Company’s property, plant, and equipment assets.

The depreciation of the items of property, plant and equipment assets is calculated on the total of property, plant and equipment in service, by the straight-line method, using the rates determined by Aneel for the assets related to electricity activities, and reflects the estimated useful life of the assets. The residual value of the assets is the remaining balance of the assets at the end of the concession. As established in the contract signed between the Company and the Nation, at the end of the concession the assets will revert to the Nation, which in turn will indemnify the Company for those assets that have not yet been totally depreciated. In cases where there is no indemnity, or there is uncertainty related to the indemnity, at the end of the concession, such as thermal generation, and hydroelectric generation as an independent power producer, no residual value is recognized, and the depreciation rates are adjusted so that all the assets are depreciated within the concession.

The company transferred to Financial assets the remaining accounting balances of the plants at July 2015 which will be the subject of indemnity by the concession-granting power. For more information please see Note 14.

Consortia

The Company is a partner in an electricity generation consortium for the *Queimado* plant, for which no separate company with independent legal existence was formed to manage the object of the concession, the controls being kept in Fixed assets and Intangible assets. The Company's portion in the consortium is recorded and controlled individually in the respective categories of PP&E and Intangible assets. This table shows the accumulated investments in the consortium, in which Companhia Energética de Brasília has an interest of 17.50%:

	Stake in energy generated, %	Average annual depreciation rate, %	2016	2015
In service				
Porto Estrela plant	33.33%	3.68	—	—
Igarapava plant	14.50%	2.5	—	—
Funil plant	49.00%	4.21	—	—
Queimado plant	82.50%	4	217	212
Aimorés plant	49.00%	3.75	—	—
Capim Branco Energia Consortium	21.05%	3.75	—	—
Accumulated depreciation			(90)	(74)
			127	**138**
Under construction				
Queimado plant	82.50%		—	4
Porto Estrela plant	33.33%		—	—
Capim Branco Energia Consortium	21.05%		—	—
			—	**4**
Total, consortia			**127**	**142**

17. INTANGIBLE ASSETS

Assets of the concession

In accordance with Interpretation IFRIC 12 – Service Concession Arrangements, the portion of the distribution infrastructure that will be amortized during the concession, comprising the distribution assets, net of the interests held by consumers ('Special Obligations'), is reported in Intangible assets.

Under the Brazilian regulatory framework Aneel is responsible for setting the economic useful life of the distribution assets of the electricity sector, periodically establishing a review in the valuation of these assets. The rates established by Aneel are used in the processes of reviewing tariff rates and calculating of the indemnity due at the end of the concession period, and are recognized as a reasonable estimate of the useful life of the assets of the concession. These rates, therefore, were used as a basis for valuation and amortization of intangible assets.

The intangible assets Temporary easements, Paid concessions, Right of commercial operation of concessions, and Others, are amortized on the straight-line basis and the rates used are those set by Aneel. The Company has not identified any indications of impairment of its intangible assets, which have defined useful lives.

a) Composition of the balance at December 31, 2016 and 2015

	2016			2015		
	Historic cost	Accumulated amortization	Residual value	Historic cost	Accumulated amortization	Residual value
In service						
Useful life defined						
Temporary easements	12	(2)	10	11	(1)	10
Paid concession	19	(10)	9	19	(10)	9
Assets of concession	16,288	(7,040)	9,248	15,607	(6,642)	8,965
Other	77	(59)	18	71	(55)	16
	16,396	(7,111)	9,285	15,708	(6,708)	9,000
Under construction	**1,535**	—	**1,535**	**1,275**	—	**1,275**
Net intangible assets	**17,931**	**(7,111)**	**10,820**	**16,983**	**(6,708)**	**10,275**

b) Changes in Intangible assets

	Balance at Dec. 31, 2015	Additions	Special obligations – write-down (1)	Write-offs	Amortization	Transfer	Balance at Dec. 31, 2016
In service							
Useful life defined							
Temporary easements	10	—	—	—	—	—	10
Paid concession	9	—	—	—		—	9
Assets of concession	8,967	6	98	(32)	(595)	804	9,248
Other	14	—	—	—	(4)	8	18
	9,000	6	98	(32)	(599)	812	9,285
Under construction	**1,275**	**1,157**	**—**	**(8)**	**—**	**(889)**	**1,535**
Net intangible assets – Consolidated	**10,275**	**1,163**	**98**	**(40)**	**(599)**	**(77)**	**10,820**

(1) This write-down of a Special Obligation arises from signature of a Debt Recognition Contract by Eletrobras, in the amount of R$ 98,236, for restitution of amounts calculated in the final settlement of Financing and Subsidy Contracts for the *Luz Para Todos* ('Light for Everyone') program, with funds from the CDE account, and return of funds related to the Global Reversion Reserve (RGI).

	Balance at Dec. 31, 2014	Additions	Transfer of assets to Aliança Geração de Energia	Indemnity – plants not renewed	Write-offs	Amortization	Transfer from Financial to Intangible on renewal of concessions (*)	Transfers	Balance at Dec. 31, 2015
In service									
Useful life defined									
Temporary easements	12	—	(1)	—	—	—	—	—	11
Paid concession	24	—	(13)	—	—	(2)	—	—	9
Assets of concession	2,223	8	—	—	(21)	(512)	7,162	107	8,967
Other	17	—	—	—	—	(5)	—	1	13
	2,276	8	(14)	—	(21)	(519)	7,162	108	9,000
Under construction	**1,103**	**1,108**	**—**	**—**	**(17)**	**—**	**—**	**(919)**	**1,275**
Net intangible assets – Consolidated	**3,379**	**1,116**	**(14)**	**—**	**(38)**	**(519)**	**7,162**	**(811)**	**10,275**

(*) See comments in Note 13.

	Balance at Dec. 31, 2013	Adjustment due to business combination	Additions	Write-offs	Amortization	Transfers	Balance at Dec. 31, 2014
In service							
Useful life defined							
Temporary easements	12	—	—	—	—	—	12
Paid concession	27	—	—	—	(3)	—	24
Assets of concession	866	1,073	—	—	(448)	732	2,223
Other	25	—	—	—	(6)	(2)	17
	930	1,073	—	—	(457)	730	2,276
Under construction	**1,074**	**109**	**868**	**(25)**	**—**	**(923)**	**1,103**
Net intangible assets – Consolidated	**2,004**	**1,182**	**868**	**(25)**	**(457)**	**(193)**	**3,379**

The annual average amortization rate is 3.51%. The average rates of annual amortization, by activity, set by the legislation for the sector, are:

Hydroelectric generation	Thermal generation	Distribution	Management and other	Telecoms
20.00%	19.35%	3.85%	23.29%	11.56%

The Company has not identified indications of impairment of its intangible assets, which have defined useful lives. The Company has no intangible assets with non-defined useful life. The amount of additions, R$ 1,163, includes R$ 142 (R$ 159 in 2015, and R$ 70 in 2014) under the heading Capitalized Financial Costs, as presented in Note 20.

18. SUPPLIERS

	2016	2015
Electricity on spot market – CCEE	168	308
Charges for use of electricity network	78	81
Electricity purchased for resale	677	647
Itaipu Binacional	207	315
Gas purchased for resale	462	236
Materials and services	348	314
	1,940	**1,901**

19. TAXES, INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION TAX

a) Taxes payable

The non-current Pasep and Cofins obligations refer to the legal proceedings challenging the constitutionality of inclusion of the ICMS tax, which *has been* charged, *within* the amount on which the Pasep and Cofins taxes are calculated; and seeking authorization to offset the amounts paid over the last ten years. The Company and its subsidiaries Cemig D (Distribution) and Cemig GT (Generation and Transmission) obtained interim relief from the court allowing them not to make the payment, and authorizing payment through court deposits (starting in 2008), and maintained this procedure until July 2011. After that date, while continuing to challenge the basis of the calculation in court, they opted to pay the taxes monthly. Additionally, in July 2015 the Company began to make provision for Pasep and Cofins taxes on updating of Financial assets, in accordance with tax legislation coming into force on that date.

	2016	2015
Current		
ICMS	502	462
Cofins	128	157
Pasep	28	33
INSS	25	22
Other	111	66
	794	**740**
Non-current		
Cofins	595	609
Pasep	129	131
	724	**740**
	1,518	**1,480**

b) Income tax and Social Contribution tax:

	2016	2015
Current		
Income tax	19	8
Social Contribution tax	8	3
	27	**11**

20. LOANS, FINANCINGS AND DEBENTURES

Financing source	Principal maturity	Annual financing cost %	Currency	2016 Current	2016 Non-current	2016 Total	2015 Total
FOREIGN CURRENCY							
Banco do Brasil – Various bonds (1)	2024	Various	US$	1	22	23	33
KFW	2016	4.50	EURO	—	—	—	3
KFW	2024	1.78	EURO	4	3	7	11
Debt in foreign currency				**5**	**25**	**30**	**47**
Brazilian currency				—	—	—	
Banco do Brasil	2017	108.33% of CDI	R$	72	—	72	144
Banco do Brasil	2017	108.00% of CDI	R$	151	—	151	433
Banco do Brasil	2016	104.10% of CDI	R$	285	270	555	925
Banco do Brasil (6)	2016	104.25% of CDI	R$	—	—	—	804
Banco do Brasil	2017	111.00% of CDI	R$	50	—	50	100
Banco do Brasil	2020	114.00% of CDI	R$	8	494	502	499
Banco do Brasil	2018	132.90% of CDI	R$	291	292	583	
Brazilian Development Bank (BNDES)	2026	TJLP+2.34	R$	8	66	74	81
Brazilian Development Bank (BNDES)	2026	TJLP+2.48	R$	—	—	—	11
CEF	2018	119.00% of CDI	R$	100	9	109	201
CEF	2020	132.14% of CDI	R$	65	616	681	—
Eletrobras	2023	Ufir, RGR + 6.00 to 8.00	R$	19	49	68	185
Large consumers	2018	Various	R$	4	2	6	8
Finep	2018	TJLP + 5 and TJLP + 2.5	R$	3	3	6	9
Promissory Notes—8th Issue (3)	2016	111.70 of CDI	R$	—	—	—	1,889
Promissory Notes—6th Issue (2)	2016	120.00 of CDI	R$	—	—	—	1,441
Promissory Notes—7th Issue (2)	2017	128.00% of CDI	R$	667	—	667	—
BASA	2018	CDI+1.9	R$	2	120	122	121
Sonda (4)	2021	110% of CDI	R$	46	37	83	—
Promissory Notes—1st Issue (4)	2015	110.40% of CDI	R$	—	—	—	23
Debt in Brazilian currency				**1,771**	**1,958**	**3,729**	**6,874**
Total of loans and financings				**1,776**	**1,983**	**3,759**	**6,921**
Debentures, 2nd Issue (3)	2017	IPCA + 7.96	R$	235	—	235	441
Debentures—3rd Issue, 1st Series (2)	2017	CDI + 0.90	R$	543	—	543	540
Debentures—3rd Issue, 3rd Series (2)	2022	IPCA + 6.20	R$	50	933	983	923
Debentures—3rd Issue, 2nd Series (2)	2019	IPCA + 6.00	R$	15	278	293	275
Debentures—3rd Issue, 2nd Series (3)	2021	IPCA + 4.70	R$	59	1,436	1,495	1,403
Debentures—3rd Issue, 3rd Series (3)	2025	IPCA + 5.10	R$	38	857	895	839
Debentures—3rd Issue, 1st Series (3)	2018	CDI + 0.69	R$	53	411	464	462
Debentures	2018	CDI+1.60	R$	553	485	1,038	1,037
Debentures	2020	IPCA+8.07	R$	1	30	31	29
Debentures—7th Issue, 1st Series (2)	2021	140.0% of CDI	R$	(7)	2,204	2,197	—
Debentures, 4th Issue (3)	2018	CDI + 4.05%	R$	805	793	1,598	—
Debentures—4th Issue, 2nd Series (2)	2016	CDI+0.85	R$	—	—	—	501
Debentures—5th Issue, 1st Series (2)	2018	CDI+1.70	R$	711	700	1,411	1,412
Debentures (5)	2016	TJLP+3.12	R$	—	—	—	41
Debentures (5)	2018	CDI + 1.60	R$	1	100	101	103
Debentures (5)	2018	CDI+0.74	R$	33	34	67	100
Debentures (5)	2022	TJLP+7.82 (75%) and Selic+1.82(25%)	R$	20	114	134	125
Cemig Telecom—1st Issue, 1st Series (4)	2018	TJLP+2.62	R$	—	—	—	8
Cemig Telecom—1st Issue, 2nd Series (4)	2018	TJLP+3.32	R$	—	—	—	3
Cemig Telecom—1st Issue, 3rd Series (4)	2018	TJLP+1.72	R$	—	—	—	2
Cemig Telecom—1st Issue, 4th Series (4)	2018	TJLP+2.62	R$	—	—	—	2
(–) FIC Pampulha: Securities of subsidiary companies (7)				(49)	(16)	(65)	—
Total. debentures				**3,061**	**8,359**	**11,420**	**8,246**
Overall total – Consolidated				**4,837**	**10,342**	**15,179**	**15,167**

(1) Interest rates vary from 2.00 to 8.00% p.a. Six-month Libor plus spread of 0.81% to 0.88% p.a.
(2) Cemig GT (Cemig Geração e Transmissão).
(3) Cemig D (Cemig Distribuição).
(4) Cemig Telecom.
(5) Gasmig.
(6) On April 22, 2016 Cemig D signed amendments to two Bank Credit Notes issued in favor of Banco do Brasil, for a total of R$ 600 million, to roll over existing debt. The interest rate is 128.00% of the CDI rate, p.a., and the funds will be paid in four six-monthly installments with the last maturity in April 2018.
(7) FIC Pampulha has financial investments in securities issued by subsidiaries of the Company. For more information, and characteristics of the fund, see Note 28.

Guarantees

The guarantees of the debtor balance on loans and financings, on December 31, 2016, were as follows:

	2016
Promissory Notes and Sureties	11,023
Receivables	3,840
Without guarantee	316
TOTAL	**15,179**

The consolidated composition of loans, financings and debentures, by currency and indexor, with the respective amortization, is as follows:

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	After 2024	Total
Currency									
US dollar	1	—	—	—	—	—	—	22	23
Euro	4	3	—	—	—	—	—	—	7
Total by currency	**5**	**3**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**22**	**30**
Indexors									
IPCA index (1)	399	139	628	797	796	531	214	429	3,933
UFIR / RGR (2)	19	17	13	11	3	4	2	—	69
CDI Rate (Bank CD rate) (3)	4,379	3,685	1,155	954	755	—	—	—	10,928
URTJ / TJLP (4)	31	34	31	32	32	26	8	19	213
IGP–DI (5)	2	1	1	—	—	—	—	—	4
TR Rate (6)	2	—	—	—	—	—	—	—	2
Total by indexor	**4,832**	**3,876**	**1,828**	**1,794**	**1,586**	**561**	**224**	**448**	**15,149**
Overall total	**4,837**	**3,879**	**1,828**	**1,794**	**1,586**	**561**	**224**	**470**	**15,179**

(1) Expanded National Consumer Price (IPCA) Index.
(2) Fiscal Reference Unit (UFIR / RGR).
(3) Interbank Rate for Certificates of Deposit.
(4) URTJ: Interest rate reference unit.
(5) IGP-DI ('General Domestic Availability Price Index').
(6) TR Reference Interest Rate

The principal currencies and indexors used for monetary updating of loans and financings had the following variations:

Currency	2016 (%)	2015 (%)	Indexor	2016 (%)	2015 (%)
US dollar	(16.54)	47.01	IPCA	6.29	10.67
Euro	(19.10)	31.71	CDI	14.06	13.23

The changes in loans, financings and debentures were as follows:

Balance on December 31, 2013	**9,457**
Loans and financings obtained	4,562
Funding costs	—
Financings obtained net of funding costs	4,562
Liabilities assumed in business combinations(*)	392
Monetary and exchange rate variation	266
Financial charges provisioned	1,007
Financial charges paid	(781)
Amortization of financings	(1,394)
Balance on December 31, 2014	**13,509**
Loans and financings obtained	5,817
Funding costs	(78)
Financings obtained net of funding costs	5,739
Monetary and exchange rate variation	400
Financial charges provisioned	1,545
Financial charges paid	(1,331)
Amortization of financings	(4,695)
Balance on December 31, 2015	**15,167**
Loans and financings obtained	5,878
Funding costs	(141)
Financings obtained net of funding costs	5,737
Monetary and exchange rate variation	231
Borrowing costs provisioned	2,070
Borrowing costs paid	(2,369)
Amortization of financings	(5,592)
(–) FIC Pampulha: Securities of subsidiary companies	(65)
Balance at December 31, 2016	**15,179**

(*) Balance arising from consolidation of Gasmig starting in October 2014.

Borrowing costs, capitalized

The Company transferred to Intangible assets the costs of loans and financings linked to works, as follows:

	2016	2015	2014
Costs of loans and financings	2,070	1,545	1,007
Financial costs transferred to Intangible assets	(142)	(159)	(70)
Net effect in Profit or loss	**1,928**	**1,386**	**937**

The value of the charges capitalized, R$ 142 (R$ 159 in 2015 and R$70 in 2014), has been excluded from the Statement of Cash Flow, and from the additions to the Cash flow in investment activities, because it does not represent an outflow of cash for acquisition of the related asset.

The average rate of capitalization of the loans and financings whose costs were transferred to works was 18.02% (15.25% in 2015 and 11.62% in 2014).

Funding raised

This table gives the consolidated totals of funds raised in 2016:

2016	Principal maturity	Annual financial cost, %	Amount raised
Brazilian currency			
Caixa Econômica Federal – Cemig D	2020	132.14% of CDI	674
Debentures (Cemig D)	2018	CDI + 4.05%	1,575
KfW (Cemig GT)	2018	1.78%	2
Promissory Notes – Cemig GT – 7th Issue	2017	128% of CDI	606
Debentures – 4th Issue, 7th Series (Gasmig)	2020	TJLP	24
Debentures: 7th Issue (CEMIG GT)	2021	140% of CDI	2,195
Banco do Brasil	2018	132.90% of CDI	580
Sonda (Cemig Telecom)	2021	110% of CDI	81
Financings obtained net of funding costs			**5,737**

2015	Principal maturity	Annual financial cost, %	Amount raised
Brazilian currency			
Banco do Brasil (Cemig GT)	2015	106.90% of CDI	593
Debentures 6th Issue – 1st Series (Cemig GT)	2018	CDI + 1.60%	967
Debentures 6th Issue – 2nd Series (Cemig GT)	2020	IPCA + 8.07%	27
Promissory Notes—6th Issue (Cemig GT)	2016	120% of CDI	1,407
Banco da Amazônia (Cemig GT)	2018	CDI + 1.90%	118
Caixa Econômica Federal (Cemig D)	2018	119% of CDI	200
Promissory Notes—8th Issue (Cemig D)	2016	111.70% of CDI	1,685
Banco do Brasil (Cemig D)	2020	114% of CDI	487
Banco do Brasil (Cemig D)	2017	111% of CDI	98
Debentures—4th Issue (Gasmig)	2022	TJLP + 7.82 (75%) and Selic + 1.82 (25%)	34
Debentures—5th Issue (Gasmig)	2018	CDI + 1.60%	100
Itaú Unibanco/Banco BBM (Cemig Telecom)	2016	120% of CDI	23
Total funding			**5,739**

2014	Principal maturity	Annual financial cost, %	Amount raised
Foreign currency			
KfW (GT)	2024	1.78%	10
Total in foreign currency			**10**
Brazilian currency			
Debentures – 4th Issue (GT)	2016	CDI + 0.85%	505
Promissory Notes—5th Issue (GT)	2015	106.85% of the CDI Rate	1,400
Debentures – 5th Issue (GT)	2018	CDI + 1.70%	1,400
Finep (GT)	2018	TJLP + 2.5%	3
Brazilian Development Bank (BNDES) (D)	2020	TJLP + 2.48%	14
Promissory Notes—7th Issue (D)	2015	105.00% of the CDI Rate	1,210
Promissory notes – 1st Issue – Cemig Telecom	2015	110.4% of the CDI Rate	20
Total in Brazilian currency			**4,552**
Total raised			**4,562**

7th Issue of Commercial Promissory Notes

On July 1, 2016 Cemig GT concluded its seventh issue of Commercial Promissory Notes, totaling R$ 620. The proceeds were allocated to payment of the second portion of the Concession Grant Fee for the hydroelectric plants in Lot D of Aneel Auction 12/2015, and to strengthen the Company's working capital. The notes have maturity at 360 days, on June 26, 2017, and pay remuneratory interest of 128% of the accumulated variation resulting from the average one-day interbank *over extra grupo* DI rate, which will be paid on the maturity date. This issue has a surety guarantee from the holding company, Cemig.

Issue of Bank Credit Note

On October 24, 2016 Cemig GT issued a Bank Credit Note in favor of Banco do Brasil, in the total amount of R$ 600, for the purpose of payment and/or amortization of transactions entered into with Banco do Brasil itself. This loan has an annual interest rate of 132.90% of the CDI rate, and will be paid in four half-yearly installments, with the last maturity in October 2018.

7th debenture issue

On December 29, 2016, Cemig Geração e Transmissão S.A. made its seventh issue of non-convertible debentures, for a total of R$ 2,240, after funding costs, in a single series, with maturity at five years. This issue has guarantees of real assets and an additional surety guarantee. Interest will be paid monthly, with no grace period, at 140% of the CDI rate, up to the 23rd month. Starting at the 24th month, principal and interest will be paid, with final maturity on December 29, 2021. The proceeds were used for payment of Cemig GT's sixth issue of promissory notes, and also for replenishment of the Company's cash position.

Debentures

The debentures issued by the Company are not convertible into shares, and have the following characteristics:

Issuer	Guarantee	Annual cost (%)	Maturity	2016	2015
Cemig GT – 2nd Issue – 2nd Series	None	IPCA + 7.68	2015	—	—
Cemig GT – 3rd Issue – 1st Series	Unsecured	CDI + 0.90	2017	543	540
Cemig GT – 3rd Issue – 3rd Series	Unsecured	IPCA + 6.20	2022	983	923
Cemig GT – 3rd Issue – 2nd Series	Unsecured	IPCA + 6.00	2019	293	275
Cemig GT – 4th Issue	Unsecured	CDI + 0.85	2016	—	501
Cemig GT – 5th Issue	Unsecured	CDI*1.70	2018	1,411	1,412
Cemig D – 3rd Issue – 1st Series	Surety	CDI + 0.69	2018	464	462
Cemig D – 3rd Issue – 2nd Series	Surety	IPCA + 4.70	2021	1,495	1,403
Cemig D – 3rd Issue – 3rd Series	Surety	IPCA + 5.10	2025	895	839
Debentures	Surety	CDI+1.6	2018	1,038	1,037
Debentures	Surety	IPCA+8.07	2020	31	29
Cemig D – 2nd Issue	None	IPCA + 7.96	2017	235	441
Cemig D – 4th Issue	Surety	CDI + 4.05%	2018	1,598	
Debentures – 7th Issue, 1st Series (2)	Receivables (Revenue)	140.0% of CDI	2021	2,197	
Gasmig	Unsecured	TJLP+3.12	2016	—	41
GASMIG	Unsecured	CDI + 1.60	2018	101	103
Gasmig	Unsecured	CDI+0.62	2015		—
Gasmig	Unsecured	CDI+0.74	2018	67	100
Gasmig	Unsecured	TJLP+7.82 (75%) and Selic+1.82(25%)	2022	134	125
Cemig Telecom—1st Issue, 1st Series (4)	Receivables (Revenue)	TJLP+2.62	2018	—	8
Cemig Telecom—1st Issue, 2nd Series (4)	Receivables (Revenue)	TJLP+3.32	2018	—	3
Cemig Telecom—1st Issue, 3rd Series (4)	Receivables (Revenue)	TJLP+1.72	2018	—	2
Cemig Telecom—1st Issue, 4th Series (4)	Receivables (Revenue)	TJLP+2.62	2018	—	2
Cemig Telecom—1st Issue, 5th Series (4)	Receivables (Revenue)	TJLP+3.32	2018	—	—
Cemig Telecom—1st Issue, 6th Series (4)	Receivables (Revenue)	TJLP+1.72	2018	—	—
Subtotal				**11,485**	**8,246**
(-)FIC Pampulha-Títulos de empresas controladas				(65)	—
TOTAL				**11,420**	**8,246**

For the debentures issued by the Company, there are no agreements for renegotiation, nor debentures held in treasury. There is an early maturity cross-default clause in the event of non-payment of any pecuniary obligation with individual or aggregate value, by Cemig GT or its parent company, Cemig, greater than R$ 50.

Restrictive covenants

The Company has contracts with covenants linked to financial indices, as follows:

Transaction	Ratio	Ratio requirement – Issuer	Ratio requirement – Cemig (Guarantor)	Timing requirement
BNDES Financing – Cemig GT (1)	Equity of Guarantor / Total assets of Guarantor	—	30% or more	Annual
Banco do Brasil Credit Note – Cemig GT (2)	Net debt of Surety / Ebitda of Surety	—	Less than or = 6.00 in 2016 5.26 in 2017 5.00 in 2018	Quarterly, from December 2016
7th Debenture Issue – Cemig GT (3)	Net debt / (Ebitda + Dividends received)	Less than or = 5.5 in 2017 5.0 in 2018 4.5 in 2019 3.0 in 2020 2.5 in 2021	Less than or = 4.5 in 2017 4.25 in 2018 3.5 in 2019 3.0 in 2020 2.5 in 2021	Half-yearly, from June 2017
Gasmig Debentures (4)	Total debt / Total assets Ebitda / Debt servicing	Less than 0.6 1.30 or more	—	Annual

(1) If the Company does not succeed in achieving the required ratio, it will have six months from the end of the business year in which the ratio was found, to: (i) constitute real guarantees which in the assessment of the BNDES represent 130.00% of the value of the debtor balance of the contract; or (ii) present an interim balance sheet, audited by an auditor accredited by the CVM, that indicates the return to the index required.

(2) Bank Credit Note issued in favor of Banco do Brasil in October 2016, for R$ 600. If additional or more restrictive financial covenants are agreed with other creditors, they will automatically be incorporated into the Bank Credit Note.

(3) 7th Issue of Debentures by Cemig GT, in December 2016, of R$ 2,240.

(4) If it does not succeed in achieving the required ratio, Gasmig will have 120 days from the date of a communication in writing from BNDESPar or BNDES to constitute guarantees that are acceptable to the debenture holders for the total amount of the debt, obeying the rules of the National Monetary Council, unless in that period the required ratios have been re-established. Cross-default: Certain contractually specified situations can cause early maturity of other debts.

On December 31, 2016 all the restrictive covenants relating to financial ratios of the Company were complied with.

21. REGULATORY CHARGES

	2016	2015
Assets		
Global Reversion Reserve (RGR) (1)	48	—
	48	—
Liabilities		
Global Reversion Reserve – RGR	35	48
Energy Development Account – CDE	189	280
Eletrobrás – Compulsory loan	0	1
Aneel inspection charge	3	3
Energy Efficiency	288	207
Research and Development	234	160
Energy System Expansion Research	3	2
National Scientific and Technological Development Fund	5	3
Proinfa Alternative Energy Program	8	7
Royalties for use of water resources	23	
Emergency capacity charge	31	31
Consumer charges – 'Tariff Flag' amounts	17	1
	836	**743**
Current assets	**48**	**—**
Current liabilities	**381**	**517**
Non-current liabilities	**455**	**226**

(1) Cemig GT requested from Aneel a review of the amounts paid for the RGR Contribution in previous years, due to the basis of calculation used at the time for calculation of that charge. Cemig GT recognized the right to recover the amount of R$ 119, to be offset against RGR payable, only after the conclusion, in 2016, of a judgment by Aneel, as per Aneel Technical Note 162/2016, which accepted Cemig GT's request.

22. POST-RETIREMENT LIABILITIES

Forluz Pension plan (a Supplementary retirement pension plan)

Cemig is a sponsor of Forluz – *Forluminas Social Security Foundation*, a non-profit legal entity whose object is to provide its associates and participants and their dependents with a financial income to complement retirement and pension, in accordance with the Forluz pension plan that they are subscribed in.

Forluz makes the following supplementary pension benefit plans available to its participants:

The Mixed Benefits Plan ('Plan B'): This plan operates as a defined-contribution plan during the fund accumulation phase for retirement benefits for normal time of service, and as a defined-benefit plan for disability or death of participants still in active employment, and for receipt of benefits for time of contribution. The Sponsors match the basic monthly contributions of the participants. This is the only plan open for joining by new participants.

Pension Benefits Balances Plan ('Plan A'): This plan includes all currently employed and assisted participants who opted to migrate from the Company's previously sponsored defined benefit plan, and are entitled to a benefit proportional to those balances. For participants who are still working, this benefit has been deferred to the retirement date.

Cemig, Cemig GT and Cemig D also maintain, independently of the plans made available by Forluz, payments of part of the life insurance premium for the retirees, and contribute to a health plan and a dental plan for the active employees, retired employees and dependents, administered by Cemig Saúde.

Amortization of the actuarial obligations and recognition in the financial statements

In this Note the Company states its obligations and expenses incurred for purposes of the Retirement Plan, Health Plan, Dental Plan and the Life Insurance Plan in accordance with the standards specified by the IAS 19 – *Employee Benefits*, and an independent actuarial opinion issued as of December 31, 2016.

The Company has recognized an obligation for past actuarial deficits relating to the pension fund in the amount of R$ 787 on December 31, 2016 (R$ 812 on December 31, 2015). This amount has been recognized as an obligation payable by Cemig, its subsidiaries and jointly-controlled entities, and is being amortized by June 2024, through monthly installments calculated by the system of constant installments (known as the 'Price' table), and adjusted by the IPCA (Expanded National Consumer Price) inflation index (published by the Brazilian Geography and Statistics Institute – IBGE) plus 6% per year. Because the Company is required to pay this debt even if Forluz has a surplus, the Company decided to record the debt in full, and record the effects of monetary updating and interest in Financial revenue (expenses) in the Statement of income.

Independent Actuarial Information

The consolidated actuarial information is as follows:

2016	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Present value of funded obligations	9,743	1,711	38	814	12,306
Fair value of plan assets	(8,128)	—	—	—	(8,128)
Initial net liabilities	**1,615**	**1,711**	**38**	**814**	**4,178**
Adjustment to asset ceiling	64	—	—	—	64
Net liabilities in the statement of financial position	**1,679**	**1,711**	**38**	**814**	**4,242**

2015	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Present value of funded obligations	8,049	1,323	30	554	9,956
Fair value of plan assets	(6,703)	—	—	—	(6,703)
Net liabilities in statement of financial position	**1,346**	**1,323**	**30**	**554**	**3,253**

The changes in the present value of the defined benefit obligation are as follows:

	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Defined-benefit obligation on December 31,2013	**7,352**	**1,012**	**28**	**600**	**8,992**
Cost of current service	6	6	—	4	16
Interest on the actuarial obligation	869	125	4	73	1,071
Actuarial losses (gains) recognized					
Due to changes in financial assumptions	241	38	1	33	313
Due to adjustments based on experience	329	12	1	(19)	323
	570	50	2	14	636
Benefits paid	(673)	(73)	(2)	(11)	(759)
Defined-benefit obligation on December 31,2014	**8,124**	**1,120**	**32**	**680**	**9,956**
Cost of current service	6	7	1	3	17
Interest on the actuarial obligation	934	135	3	81	1,153
Actuarial losses (gains) recognized					
Due to changes in demographic assumptions	8	43	1	(71)	(19)
Due to changes in financial assumptions	(822)	128	(1)	(122)	(817)
Due to adjustments based on experience	533	(33)	(4)	69	565
	(281)	138	(4)	(124)	(271)
Plan amendment—Past service	—	—	—	(74)	(74)
Benefits paid	(734)	(77)	(2)	(12)	(825)
Defined-benefit obligation on December 31,2015	**8,049**	**1,323**	**30**	**554**	**9,956**
Cost of current service	5	9	0	3	17
Interest on the actuarial obligation	1,013	174	4	72	1,263
Actuarial losses (gains) recognized	0	0	0	0	0
Due to changes in demographic assumptions	(1)	0	0	0	(1)
Due to changes in financial assumptions	1,253	391	9	175	1,828
Due to adjustments based on experience	231	(87)	(3)	21	162
	1,483	304	6	196	1,989
Benefits paid	(807)	(99)	(2)	(11)	(919)
Defined-benefit obligation on December 31, 2016	**9,743**	**1,711**	**38**	**814**	**12,306**

Changes in the fair values of the plan assets were as follows:

	Pension plans and retirement supplement plans
Fair value at December 31. 2013	**7,728**
Real return on the investments	889
Contributions from the Employer	107
Benefits paid	(673)
Fair value at December 31. 2014	**8,051**
Real return on the investments	(730)
Contributions from the Employer	116
Benefits paid	(734)
Fair value at December 31. 2015	**6,703**
Real return on the investments	2,105
Contributions from the Employer	127
Benefits paid	(807)
Fair value at December 31. 2016	**8,128**

The amounts recognized in the 2016, 2015 and 2014 Statement of income are as follows:

2016	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Cost of current service	5	9	—	3	17
Interest on the actuarial obligation	1,014	173	4	72	1,263
Expected return on the assets of the Plan	(833)	—	—	—	(833)
Total expense in 2016 according to actuarial calculation	**186**	**182**	**4**	**75**	**447**

2015	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Cost of current service	6	7	1	3	17
Interest on the actuarial obligation	934	135	3	81	1,153
Expected return on the assets of the Plan	(933)	—	—	—	(933)
Past service cost	—	—	—	(74)	(74)
Expense as per actuarial opinion	**7**	**142**	**4**	**10**	**163**
Adjustment relating to debt to Forluz	122	—	—	—	122
Expense in 2015	**129**	**142**	**4**	**10**	**285**

2014	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Cost of current service	6	6	—	4	16
Interest on the actuarial obligation	869	125	4	73	1,071
Expected return on the assets of the Plan	(922)	—	—	—	(922)
Expense as per actuarial opinion	**(47)**	**131**	**4**	**77**	**165**
Adjustment to the asset ceiling	47	—	—	—	47
Adjustment relating to debt to Forluz	99	—	—	—	99
Expense in 2014	**99**	**131**	**4**	**77**	**311**

The company made changes to its life insurance, coming into effect on 2015, which result in changes to the maximum limit of the capital insured. This change resulted in a reduction of R$ 74 in the post-retirement liabilities, with counterpart in the Statement of income for 2015.

Changes in net liabilities:

	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Net liabilities on December 31. 2013	**808**	**1,012**	**29**	**600**	**2,449**
Expense Recognized in Statement of income	99	131	4	77	311
Contributions paid	(109)	(73)	(2)	(11)	(195)
Actuarial losses (gains)	—	50	2	14	66
Net liabilities on December 31. 2014	**798**	**1,120**	**33**	**680**	**2,631**
Expense Recognized in Statement of income	129	142	4	84	359
Contributions paid	(116)	(77)	(3)	(12)	(208)
Plan amendment—Past service	—	—	—	(74)	(74)
Actuarial losses (gains)	535	138	(4)	(124)	545
Net liabilities on December 31. 2015	**1,346**	**1,323**	**30**	**554**	**3,253**
Expense recognized in Income statement	187	182	4	75	448
Contributions paid	(128)	(99)	(2)	(11)	(240)
Actuarial losses (gains) (*)	274	305	6	196	781
Net liabilities on December 31, 2016	**1,679**	**1,711**	**38**	**814**	**4,242**

	2016	2015	2014
Current liabilities	199	167	153
Non-current liabilities	4,043	3,086	2,478

(*) Recognized directly in Equity

In 2016, 2015 and 2014, the expenses related to the debt agreed upon with Forluz were registered in Financial revenue (expenses), because they represent interest and monetary updating. The other expenses on the pension fund and on health, dental, and life insurance plans are recorded in the Other operating expenses line.

The independent actuary's estimate for the expense amount to be recognized for the 2017 business year is as follows:

	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Cost of current service	4	11	—	4	19
Interest on the actuarial obligation	980	178	4	85	1,247
Expected return on the assets of the Plan	(810)	—	—	—	(810)
Expense in 2017 as per actuarial opinion	**174**	**189**	**4**	**89**	**456**

The expectation for payment of benefits for the 2017 business year is as follows:

	Pension plans and retirement supplement plans	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	Total
Estimate of payments of benefits	843	104	2	11	960

The Company and its subsidiaries have the expectation of making contributions of R$ 133 to the pension fund in 2017 for amortization of the agreed debt, and R$ 107 to the Defined Contribution Plan (recorded directly in the Statement of income for the year).

The average periods of maturity of the obligations under the benefit plans, in years, are as follows:

Pension and retirement supplement plans				
Plan A	Plan B	Health Plan	Dental Plan	Life insurance
9.58	11.83	13.38	13.38	11.83

The principal categories of assets of the plan, as a percentage of the total of the plan's assets, are as follows:

	2016	2015
Shares of Brazilian companies	3.84%	6.90%
Fixed income securities	74.96%	66.38%
Real estate property	8.14%	9.66%
Other	13.06%	17.06%
Total	**100.00%**	**100.00%**

The assets of the Pension Plan include the following assets, valued at fair value, of Cemig, Cemig GT and Cemig D:

	2016	2015
Non-convertible debentures issued by the Sponsor and subsidiaries	397	418
Shares issued by the Sponsor	7	6
Real estate properties of the Foundation occupied by the Sponsors	710	230
	1,114	**654**

This table gives the main actuarial assumptions:

	2016	2015	2014
Annual discount rate for present value of the actuarial liability	10.50%	13.20%	12.00%
Annual expected return on plan assets	10.50%	13.20%	12.00%
Long-term annual inflation rate	4.50%	5.50%	5.50%
Annual salary increases	6.59%	7.61%	7.61%
Mortality rate	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Disability rate	Álvaro vindas	Álvaro vindas	Álvaro Vindas
Disabled mortality rate	AT 49	AT 49	AT 49

Below is a sensitivity analysis of the effects of changes in the principal actuarial assumptions used to determine the defined-benefit obligation on December 31, 2016:

Effects on the defined-benefit obligation	Pension and retirement supplement plan	Health Plan	Dental Plan	Life insurance	TOTAL
Reduction of one year in the mortality table	278	26	1	—	305
Increase of one year in the mortality table	—	—	—	30	30
Reduction of 1% in the discount rate	981	222	5	153	1,361

In the presentation of the sensitivity analysis, the present value of the defined-benefit obligation was calculated using the Unit Projected Credit method, the same method used to calculate the defined-benefit obligation recognized in the Statement of financial position. The Company has not made changes in the methods used to calculate its post-retirement obligations for the business years ending December 31, 2016 and 2015.

23. PROVISIONS

The Company and its subsidiaries are parties in certain legal and administrative proceedings before various courts and government bodies, arising in the normal course of business, regarding employment-law, civil, tax, environmental and regulatory matters, and other issues.

The Company and its subsidiaries have made Provisions for contingencies in relation to the legal actions in which, based on the assessment of the Company and its legal advisors, the chances of loss are assessed as 'probable' (i.e. that an outflow of funds to settle the obligation will be necessary), as follows:

	2015	Additions	Reversals	Closed	2016
Employment-law cases	290	125	(5)	(60)	350
Civil cases	—	—	—	—	—
Consumer relations	18	15	(3)	(15)	15
Other civil actions	28	18	—	(6)	40
	46	33	(3)	(21)	55
Tax	67	3	(1)	(1)	68
Environmental	—	—	—	—	—
Regulatory	46	3	(3)	(2)	44
Corporate (1)	269	—	(30)	—	239
Other	37	35	(4)	(9)	59
Total	**755**	**199**	**(46)**	**(93)**	**815**

	2014	Additions	Reversals	Closed	2015
Employment-law cases	323	39	(35)	(37)	290
Civil cases					
Consumer relations	19	14	(2)	(13)	18
Other civil actions	24	10	—	(6)	28
	43	24	(2)	(19)	46
Tax	72	5	(9)	(1)	67
Environmental	1	—	(1)	—	—
Regulatory	36	13	(3)	—	46
Corporate (1)	239	30	—	—	269
Other	41	6	(9)	(1)	37
TOTAL	**755**	**117**	**(59)**	**(58)**	**755**

	2013	Additions	Reversals	Closed	Liabilities assumed in business combination (1)	2014
Employment-law cases	146	250	(7)	(66)	—	323
Civil cases						
Consumer relations	29	10	(10)	(10)	—	19
Other civil actions	23	12	(6)	(5)	—	24
	52	22	(16)	(15)	—	43
Tax	26	30	(18)	(16)	50	72
Environmental	1	1	(1)	—	—	1
Regulatory	50	8	(22)	—	—	36
Corporate (1)	—	239	—	—	—	239
Other	31	14	(2)	(2)	—	41
TOTAL	**306**	**564**	**(66)**	**(99)**	**50**	**755**

(1) The difference in monetary updating of the Advance against Future Capital Increase made by the government of Minas Gerais State, subject of dispute, has been provisioned with a counterpart in Financial revenue (expenses). There are more details in Note 27.

The Company's management, in view of the long periods and manner of working of the Brazilian judiciary and tax and regulatory systems, believes that it is not practical to supply information that would be useful to the users of these financial statements about the time when any cash outflows, or any possibility of reimbursements, might take place in fact. The Company's management believes that any disbursements in excess of the amounts provisioned, when the respective processes are completed, will not significantly affect the Company's result of operations or financial position.

The details on the principal provisions and contingent liabilities are given below, these being the best estimates of expected future disbursements for these contingencies:

Provisions, made for legal actions in which the chances of loss have been assessed as 'probable'; and contingent liabilities, for actions in which the chances of loss are assessed as 'possible'

Employment-law cases

The Company and its subsidiaries are parties in various legal actions brought by its employees and by employees of service providing companies. Most of these claims relate to overtime and additional pay, severance payments, various benefits, salary adjustments and the effects of such items on a supplementary retirement plan. In addition to these actions, there are others relating to outsourcing of labor, complementary additions to or re-calculation of retirement pension payments by Forluz, and salary adjustments.

The value of the contingency is approximately R$ 1,544 (R$ 972 on December 31, 2015), of which R$ 349 has been provisioned (R$ 290 on December 31, 2015) – this being the probable estimate for funds needed to settle these disputes.

The increase in the amount of the contingency is due, among other factors, to the larger volume of legal actions being taken by former employees, arising from severances over recent years, and also the higher volume of actions on remuneration for hazardous work, due to new legal arguments which have emerged following recent legislative changes.

Consumer relations

The Company and its subsidiaries are parties in various civil actions relating to indemnity for pain and suffering and for material damages, arising, principally, from allegations of irregularity in measurement of consumption, and claims of undue charging, in the normal course of business, totaling R$ 33 (R$ 18 on December 31, 2015), of which R$ 15 (R$ 17 on December 31, 2015) has been provisioned – this being the probable estimate for funds needed to settle these disputes.

Other civil cases

Cemig and its subsidiaries are parties in various civil actions claiming indemnity for pain and suffering and for material damages, among others, arising from incidents occurring in the normal course of business, in the amount of R$ 227 (R$ 185 on December 31, 2015), of which R$ 40 (R$ 29 on December 31, 2015) – the amount estimated as probably necessary for settlement of these disputes – has been provisioned.

Tax

The Company and its subsidiaries are parties in numerous administrative and court actions relating to taxes, including, among other matters, subjects relating to the ICMS (Value Added) tax on goods and services; the Urban Property Tax (*Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana*, or IPTU); the Rural Property Tax (ITR); the tax on donations and legacies (ITCD), the Social Integration Program (*Programa de Integração Social*, or PIS), the Contribution to Finance Social Security (*Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social*, or Cofins), Corporate Income Tax (*Imposto de Renda Pessoa Jurídica*, or IRPJ), the Social Contribution Tax (*Contribuição Social sobre o Lucro Líquido*, or CSLL) and applications to stay tax execution on tax matters. The amount of the contingency is approximately R$ 295 (R$ 257 on December 31, 2015). Of this total, R$ 70 has been provisioned (R$ 69 on December 31, 2015) – this being the best probable estimate for funds needed to settle these disputes.

Environmental

The Company and its subsidiaries are involved in environmental matters, in which the subjects include protected areas, environmental licenses, recovery of environmental damage, and other matters, in the approximate total amount of R$ 34 (R$ 26 on December 31, 2015).

Regulatory

The Company and its subsidiaries are parties in numerous administrative and court proceedings in which the main issues disputed are: (i) the tariff charges in invoices relating to the use of the distribution system by a self-producer; (ii) violation of targets for indicators of continuity in retail supply of electricity; (iii) the tariff increase made during the federal government's economic stabilization plan referred to as the 'Cruzado Plan', in 1986.

The value of the contingency is approximately R$ 236 (R$ 202 on December 31, 2015), of which R$ 43 has been provisioned (R$ 45 on December 31, 2015) – this being the best probable estimate for funds needed to settle these disputes.

Corporate

Difference of monetary updating on the Advance against Future Capital Increase (AFAC) made by the Minas Gerais State Government

On December 19, 2014 the Finance Secretary of Minas Gerais State sent an Official Letter to Cemig requesting recalculation of the amounts relating to the Advances against Future Capital Increase made in 1995, 1996, and 1998, which were returned to Minas Gerais State in December 2011, for review of the criterion used by the Company for monetary updating, arguing that application of the Selic rate would be more appropriate, replacing the IGP-M index.

On December 29, 2014 the Company made an administrative deposit applying for suspension of enforceability of the credit being requested by the state, and for its non-inclusion in the Register of Debts owed to the state and in the Registry of Defaulted Payments owed to the state (CADIN).

Based on the opinion of the Company's legal advisors, the chances of loss have been assessed as 'probable' and the amount provisioned, with a counterpart in Financial revenue (expenses) of R$ 239 (R$ 269 on December 31, 2015), which is the estimated probable amount of funds that might be used to settle the matter.

Other legal actions in the normal course of business

Breach of contract – provision of services of cleaning power line paths and accesses

The Company is a party in disputes alleging losses suffered as a result of supposed breach of contract at the time of provision of services of cleaning of power line pathways and firebreaks. The amount provisioned is R$ 28 (R$ 24 on December 31, 2015), this being estimated as the likely amount of funds necessary to settle this dispute.

Other legal actions

In addition to the issues described above, the Company is involved, on plaintiff or defendant side, in other cases, of smaller scale, related to the normal course of its operations, with an estimated total amount of R$ 179 (R$ 126 on December 31, 2015), of which R$ 30 (R$ 12 on December 31, 2015) – the amount estimated as probably necessary for settlement of these disputes – has been provisioned. Management believes that it has appropriate defense for these actions, and does not expect these issues to give rise to significant losses that could have an adverse effect on the Company's financial position or profit.

Contingent liabilities – for cases in which the chances of loss are assessed as 'possible', and the Company believes it has arguments of merit for legal defense

Tax and similar charges

The Company is a party in numerous administrative and court proceedings in relation to taxes. Below are details of the principal cases:

Indemnity of the employees' future benefit – the 'Anuênio'

In 2006, the Company paid an indemnity to its employees, totaling R$ 178, in exchange for rights to future payments (referred to as the *Anuênio*) for time of service, which would otherwise be incorporated, in the future, into salaries. The company did not pay income tax nor Social Security contributions in relation to these amounts because it considered that those obligations are not applicable to amounts paid as an indemnity. However, to avoid the risk of a future fine, the Company decided to apply for an order of *mandamus*, and the court permitted payment into Court of R$ 122 which, updated, represents the amount of R$ 255 (R$ 237 on December 31, 2015). This was posted in Escrow deposits in litigation. The amount of the contingency, updated, is R$ 290 (R$ 264 on December 31, 2015) and, based on the arguments above, Management has classified the chance of loss as 'possible'.

Social Security contributions

The Brazilian federal tax authority (*Secretaria da Receita Federal*) has brought administrative proceedings against the Company, under various headings: employee profit shares (*Participação nos Lucros e Resultados*, or PLR), the Workers' Food Program (*Programa de Alimentação do Trabalhador*, or PAT), overtime payments, hazardous occupation payments, matters related to Sest/Senat (transport workers' support programs), and fines for non-compliance with accessory obligations. The Company has presented defenses and awaits judgment. The amount of the contingency is approximately R$ 1,510 (R$ 1,361 on December 31, 2015). The Company has assessed the chances of loss as 'possible' – reflecting among other considerations the assessment that these legal actions against the company are likely to be unsuccessful, grounded on evaluation of the claims and the related case law.

Non-homologation of offsetting of tax credit

In several administrative cases, the federal tax authority did not accept (and ratify) the Company's declared offsetting of federal taxes using credits arising from undue or excess payment of federal taxes. The amount of the contingency is R$ 317 (R$ 663 on December 31, 2015). The Company has assessed the chance of loss as 'possible', since it believes that it has met the requirements of the National Tax Code (*Código Tributário Nacional*, or CTN).

The federal tax authority adjusted the debit balance in Cemig GT and Cemig D of the lawsuits in which the PIS and COFINS calculation base is discussed, with a current value of R$ 121 (R$ 448 as of December 31, 2015). This is the main factor in reducing the value of contingency.

Corporate tax return – restitution and offsetting

The Company is a party in an administrative case involving requests for restitution and compensation of credits arising from tax carryforward balances indicated in the tax returns (DIPJs) for the calendar years from 1997 to 2000, and also for excess payments identified by the corresponding tax payment receipts (DARFs and DCTFs). Due to completion of all appeals in the administrative sphere, an ordinary legal action has been filed, for the approximate total amount of R$ 535 (R$ 482 on December 31, 2015). The chances of loss in this action are assessed as 'possible', due to nullities in the conduct of the administrative proceedings and mistaken assumptions made by the inspectors in the administrative judgment, and also based on analysis of the Company's argument and documents of proof.

Income tax withheld at sourced (IRRF) on capital gain in a stockholding transaction

The federal tax authority issued an infringement notice on Cemig as a jointly responsible party with its jointly-controlled entity Parati S.A. Participações em Ativos de Energia Elétrica (Parati), relating to income tax withheld (*Imposto de Renda Retido na Fonte*, or IRRF) allegedly applicable to returns paid by reason of a capital gain in a stockholding transaction relating to the purchase by Parati of 100.00% of the equity interest held by Enlighted in Luce LLC (a company with head office in Delaware, USA), holder of 75.00% of the shares in the Luce Brasil equity investment fund (FIP Luce), which was indirect holder, through Luce Empreendimentos e Participações S.A., of approximately 13.03% of the total and voting shares of Light S.A. (Light). The amount of the contingency is approximately R$ 198 (R$ 202 on December 31, 2015), and the chances of loss have been assessed as 'possible'.

Social Contribution tax ('CSLL') on net income

The federal tax authority issued a claim for incorrect payment against the Company for the business years 2012 and 2013, alleging non-addition, or deduction, by the Company, of amounts relating to the following items in calculating the Social Contribution tax on net income: (i) Taxes with liability suspended; (ii) donations and sponsorship (Law 8313/91); and (iii) fines for various alleged infringements. The amount of this contingency is R$ 280 (R$ 227 on December 31, 2015). The Company has classified the chances of loss as 'possible', in accordance with the analysis of the case law.

ICMS (value added) Tax

The tax authority of Minas Gerais state has opened several administrative actions against Cemig D, raising a supposed divergence in the classification, for tax purposes, of certain consumers in the years 2011 through 2015. The amount of this contingency is R$ 82. The company has classified the chance of loss as 'possible', because it believes that it has arguments on the merit for defense in the court, and because of the absence of case law precedent.

Regulatory matters

Public Lighting Contribution (CIP)

Cemig is defendant in several public civil actions (class actions), claiming nullity of the clause in the Electricity Supply Contracts for public illumination, signed between the Company and the various municipalities of its concession area, and restitution by the Company of the difference representing the amounts charged in the last 20 years, in the event that the courts recognize that these amounts were unduly charged. The actions are grounded on a supposed mistake by Cemig in the estimate of time that was used for calculation of the consumption of electricity for public illumination, funded by the Public Illumination Contribution (*Contribuição para Iluminação Pública*, or CIP).

The Company believes it has arguments of merit for defense in these claims, since the charge at present made is grounded on Aneel Normative Resolution 456/2000. As a result it has not constituted a provision for this action, the amount of which is estimated at R$ 1,305 (R$ 1,232 on December 31, 2015). It has assessed the chances of loss in this action as 'possible', due to the Consumer Defense Code (*Código de Defesa do Consumidor*, or CDC) not being applicable, because the matter is governed by the specific regulation of the electricity sector, and because Cemig complied with Aneel Resolutions 414 and 456, which deal with the subject.

Accounting of electricity sale transactions in the Electricity Trading Chamber (CCEE)

In an action dating from August 2002, AES Sul Distribuidora challenged in the courts the criteria for accounting of electricity sale transactions in the wholesale electricity market (*Mercado Atacadista de Energia*, or MAE) (predecessor of the present Electricity Trading Chamber –*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*, or CCEE), during the period of rationing in 2001–2. It obtained an interim judgment in its favor in February 2006, which ordered Aneel, working with the CCEE, to comply with the claim by AES Sul and recalculate the settlement of the transactions during the rationing period, leaving out of account Aneel's Dispatch 288 of 2002.

This was to be put into effect in the CCEE as from November 2008, resulting in an additional disbursement for Cemig, referring to the expense on purchase of energy in the spot market on the CCEE, in the approximate amount of R$ 264 (R$ 230 on December 31, 2015). On November 9, 2008 the Company obtained an interim remedy in the Regional Federal Appeal Court (*Tribunal Regional Federal*, or TRF) suspending the obligatory nature of the requirement to pay into court the amount that would have been owed under the Special Financial Settlement made by the CCEE.

The Company has classified the chance of loss as 'possible', since this is a unique action (no similar action has previously been judged), and because it deals with the General Agreement for the Electricity Sector, in which the Company has the full documentation to support its arguments.

System Service Charges (ESS) – Resolution of the National Energy Policy Council

Resolution 3 of March 6, 2013 issued by the National Energy Policy Council (*Conselho Nacional de Política Energética*, or CNPE) established new criteria for the prorating of the cost of the additional dispatch of thermal plants. Under the new criteria, the costs of the System Service Charges for Electricity Security (*Encargos do Serviço do Sistema*, or ESS), which were previously prorated in full between Free Consumers and Distributors, was now to be prorated between all the agents participating in the National Grid System, including generators and traders.

In May 2013, the Brazilian Independent Electricity Producers Association (*Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica*, or Apine), with which the Company is associated, obtained an interim court remedy suspending the effects of Articles 2 and 3 of CNPE Resolution 3, exempting generators from payment of the ESS under that Resolution.

As a result of the interim remedy, the CCEE (Wholesale Training Chamber) carried out the financial settlement for transactions in April through December 2013, using the criteria prior to the said Resolution. As a result, the Company recorded the costs of the ESS in accordance with the criteria for financial settlement published by the CCEE, without the effects of CNPE Resolution 3.

The applications by the plaintiff (Apine) were granted in the first instance, confirming the interim remedy granted in favor of its associates, including Cemig GT and its subsidiaries. This decision was the subject of an appeal, distributed to the 7th Panel of the TRF (*Tribunal Federal Regional* – Regional Federal Court) of the 1st Region, in which judgment is awaited.

The amount of the contingency is approximately R$ 182 (R$ 155 on December 31, 2015). In spite of the successful judgment at the first instance, the Association's legal advisers still considered the chances of loss in this contingency as 'possible'. The Company agrees with this, since there are not yet elements to enable foreseeing the outcome of the Appeal filed by the federal government.

PPE assets in service

In August 2014 Aneel filed a notice of infringement alleged the Company had not met all the requirements for appropriation of costs in works and other procedures adopted and its compliance with the current legislation. This is a type of inspection relating as it does to the Electricity Sector Property Control Manual. The amount of the contingency is R$ 3 (R$ 66 on December 31, 2015). The Company has classified the chances of loss as 'possible', because it believes it has arguments of merit for legal defense, due to the regularity and legality of the Normative Acts issued by Aneel, which orient the actions of the Company, and also due to compliance with the Normative Resolutions of Aneel in relation to the requirements of law; and also the public interest in the transfer of electricity assets; and has therefore not constituted a provision for this action.

Tariff increases

Exclusion of consumers inscribed as low-income

The Federal Public Attorneys' Office filed a class action against the Company and Aneel, to avoid exclusion of consumers from classification in the Low-income Residential Tariff Sub-category, requesting an order for the Company to pay 200% of the amount allegedly paid in excess by consumers. Judgment was given in favor of the plaintiffs, but the Company and Aneel have filed an interlocutory appeal and await judgment. On December 31, 2016 the amount of the contingency was approximately R$ 254 (R$ 222 on December 31, 2015). The Company has classified the chances of loss as 'possible' due to other favorable judgments on this theme.

Periodic Tariff Adjustment – Neutrality of 'Portion A'

The Municipal Association for Protection of the Consumer and the Environment (*Associação Municipal de Proteção ao Consumidor e ao Meio Ambiente*, or Amprocom) filed a class action against the Company and against Aneel, for identification of all the consumers allegedly damaged in the processes of Periodic Review and Annual Adjustment of tariffs, in the period 2002 to 2009, and restitution, through credits on electricity bills, of any amounts unduly charged, arising from non-consideration of the impact of future variations in consumer electricity demand on non-manageable cost components, from the distributor's non-manageable costs ('Portion A' costs), and the allegedly undue inclusion of these gains in manageable costs of the distributor ('Portion B'' costs), causing economic/financial imbalance of the contract. This is an action that could affect all distribution concession holders, which could thus lead to a new Electricity Sector Agreement. The estimated amount of the contingency is R$ 317 (R$ 276 on December 31, 2015). The Company has classified the chance of loss as 'possible', because it believes it has arguments of merit for legal defense and therefore has not made a provision for this action.

Environmental issues

Impact arising from construction of plants

An environmental association, in a class action, has claimed indemnity for supposed collective environmental damages as a result of the construction and operation of the Nova Ponte Hydroelectric Plant.

Due to the changes made in the environmental legislation and the trend toward a consensus in case law, the Company has re-evaluated the amounts and probabilities of loss on the claims in this action from: R$ 376 (R$ 314 on December 31, 2015). Based on the first instance decision, which ruled against the plaintiff's applications, Management has re-evaluated the probability of loss, classifying it as 'remote'.

The Public Attorney's Office of the State of Minas Gerais has brought class actions requiring the Company to invest at least 0.5% of the gross annual operational revenue, since 1997, of the *Emborcação, Pissarrão, Funil, Volta Grande, Poquim, Paraúna, Miranda, Nova Ponte, Rio de Pedras* and *Peti* plants, in environmental protection and preservation of the water tables of the municipalities where Cemig's power plants are located, and proportional indemnity for allegedly irreparable environmental damage caused, arising from omission to comply with Minas Gerais State Law 12503/97.

The Company has filed appeals to the Higher Appeal Court (STJ) and the Federal Supreme Court (STF). Based on the opinions of its legal advisers, the Company believes that this is a matter involving legislation at sub-constitutional level (there is a Federal Law with an analogous object) and thus a constitutional matter, on the issue of whether the state law is constitutional or not, so that the final decision is a matter for the national Higher Appeal Court (STJ) and the Federal Supreme Court (STF). No provision has been constituted. The estimated amount of the contingency is R$ 113 (R$ 99 on December 31, 2015).

The Public Attorneys' Office of Minas Gerais State has filed class actions requiring the formation of a Permanent Preservation Area (APP) around the reservoir of the *Capim Branco* hydroelectric plant, suspension of the effects of the environmental licenses, and recovery of alleged environmental damage. Based on the opinion of its legal advisors in relation to the changes that have been made in the new Forest Code and in the case law on this subject, the Company has classified the probability of loss in this dispute as 'possible'. The estimated value of the contingency is R$ 71 (R$ 64 on December 31, 2015).

Other contingent liabilities

Early settlement of the CRC (Earnings Compensation) Account

The Company is a party in an administrative proceeding before the Audit Court of the State of Minas Gerais which challenges (i) a difference of amounts relating to the discount offered by Cemig for early repayment of the credit owed to Cemig by the State under the Receivables Assignment Contract in relation to the CRC Account (*Conta de Resultados a Compensar*, or Earnings Compensation Account) – this payment was completed in the first quarter of 2013 – and also (ii) possible undue financial burden on the State after the signature of the Amendments that aimed to re-establish the economic and financial balance of the Contract. The amount of the contingency is approximately R$ 390 (R$ 363 on December 31, 2015), and the Company believes that it has met the legal requirements, having based its actions on the Opinion of the Public Attorneys' Office of the Audit Board of the State of Minas Gerais. Thus, it has assessed the chances of loss as 'possible', since it believes that the adjustment was made in faithful obedience to the legislation applicable to the case.

Contractual imbalance

The Company is a party in disputes alleging losses suffered as a result of supposed breach of contract at the time of implementation of part of the rural electrification program known as *Luz Para Todos* (‘Light for Everyone’). The estimated amount is R$ 237 (R$ 202 on December 31, 2015) and no provision has been made. The Company has classified the chances of loss as ‘possible’ as a result of the analysis that has been made of the argument and documentation used by the contracted parties in attempting to make the Company liable for any losses that allegedly occurred.

The Company is also a party in other disputes arising from alleged non-compliance with contracts in the normal course of business, for an estimated total of R$ 71 (R$ 33 on December 31, 2015). The Company has classified the chance of loss as ‘possible’, after analysis of the case law on this subject.

Irregularities in competitive tender proceedings

The Company is a party in a dispute alleging irregularities in competitive tender proceedings, governed by an online invitation to bid. The estimated amount is R$ 26 (R$ 24 on December 31, 2015), and no provision has been made. The Company has classified the chances of loss as ‘possible’, after analysis of the case law on this subject.

Alteration of the monetary updated index of employment-law cases

The Higher Employment Law Appeal Court (*Tribunal Superior do Trabalho*, or TST), considering a position adopted by the Federal Supreme Court (*Supremo Tribunal Federal*, STF) in two actions on constitutionality that dealt with the index for monetary updating of federal debts, decided on August 4, 2015 that employment-law debts in actions not yet decided that discuss debts subsequent to June 30, 2009 should be updated based on the variation of the IPCA-E (Expanded National Consumer Price Index), rather than of the TR reference interest rate. On October 16, 2015 an interim injunction was given by the STF that suspended the effects of the TST decision, on the grounds that decisions on matters of general constitutional importance should exclusively be decided by the STF.

The estimated value of the difference between the monetary updating indices of the employment-law cases is R$ 176 (R$ 140 on December 31, 2015). No additional provision has been made, since the Company, based on the assessment by its legal advisers, has assessed the chances of loss in the action as ‘possible’, as a result of the decision by the STF, and of there being no established case law, nor analysis by legal writers, on the subject, after the injunction given by the Federal Supreme court.

24. EQUITY AND REMUNERATION TO SHAREHOLDERS

The Company's registered share capital on December 31, 2016 and 2015 is R$ 6,294, in 420,764,708 common shares and 838,076,946 preferred shares, all with nominal value of R$ 5.00 (reais), as follows:

	Number of shares on December 31, 2016					
Shareholders	**Common**	**%**	**Preferred**	**%**	**Total**	**%**
State of Minas Gerais	214,414,739	51	—	—	214,414,739	17
Other entities of Minas Gerais State	56,703	—	4,860,228	1	4,916,931	1
AGC Energia S.A.	84,357,856	20	—	—	84,357,856	7
Other	—	—	—	—	—	—
In Brazil	112,584,011	27	252,478,755	30	365,062,766	28
Rest of world	9,351,399	2	580,737,963	69	590,089,362	47
Total	**420,764,708**	**100**	**838,076,946**	**100**	**1,258,841,654**	**100**

	Number of shares on December 31,2015					
Shareholders	**Common**	**%**	**Preferred**	**%**	**Total**	**%**
Minas Gerais State	214,414,739	51	—	—	214,414,739	17
Other entities of M.G. State	56,703	—	10,418,812	1	10,475,515	1
AGC Energia S.A.	138,700,848	33	42,671,763	5	181,372,611	15
Others						
In Brazil	58,127,167	14	179,358,041	21	237,485,208	18
Rest of world	9,465,251	2	605,628,330	73	615,093,581	49
Total	**420,764,708**	**100**	**838,076,946**	**100**	**1,258,841,654**	**100**

(a) Earnings per share

The number of shares used in the calculation of basic profit and diluted profit per share, including the effect of the new shares, is as follows:

Number of shares	**2016**	**2015**	**2014**
Common shares	420,764,708	420,764,708	420,764,708
Held in treasury	(69)	(69)	(69)
	420,764,639	**420,764,639**	**420,764,639**
Preferred shares	838,076,946	838,076,946	838,076,946
Held in treasury	(560,649)	(560,649)	(560,649)
	837,516,297	**837,516,297**	**837,516,297**
Total	**1,258,280,936**	**1,258,280,936**	**1,258,280,936**

Basic profit per share

The Company's preferred shares carry the right to a minimum mandatory dividend, as shown in more detail in item 'c'.

The following is the calculation of the basic profit per share:

	2016	2015	2014
Profit for the period	334	2,469	3,137
Minimum mandatory dividend for the preferred shares arising from the profit for the period (item c)	204	422	531
Profit not distributed arising from the profit for the period – preferred shares	87	1,221	1,557
Total of the profit for the preferred shares (A)	291	1,643	2,088
Minimum mandatory dividend for the common shares	—	212	266
Profit not distributed arising from the profit for the period – common shares	44	614	783
Total profit for the common shares (B)	44	826	1,049
Basic profit per preferred share (A / number of preferred shares)	0.35	1.96	2.49
Basic profit per common share (B / number of common shares)	0.10	1.96	2.49

Diluted profit per share

The call and put options in shares of investees, described in more detail in Note 15, have potential to dilute the Company's shares. The following shows the calculation of diluted profit per share:

	2016	2015	2014
Profit for the period	334	2,469	3,137
Total basic profit for the preferred shares	291	1,643	2,088
Dilutive effect related to the RME/Lepsa Option	(22)	—	—
Dilutive effect related to the Ativas Option	(5)	—	—
Diluted profit for the preferred shares (C)	264	1,643	2,088
Total profit for the year for the common shares (B)	44	826	1,049
Dilutive effect related to the RME/Lepsa Option	(11)	—	—
Dilutive effect related to the Ativas Option	(2)	—	—
Diluted profit for the common shares (D)	30	826	1,049
Diluted profit per preferred share (C / No. of preferred shares)	0.32	1.96	2.49
Diluted profit per common share (D / No. of common shares)	0.07	1.96	2.49

Shareholders' agreement

On August 1, 2011, the government of Minas Gerais State signed a Shareholders' Agreement with AGC Energia S.A., with BNDES Participações S.A. as consenting party, valid for 15 years. The agreement maintains the State of Minas Gerais as dominant, sole and sovereign controlling shareholder of the Company, and attributes to AGC Energia certain prerogatives for the purpose of contributing to the sustainable growth of the Company, among other provisions.

(b) Reserves

The account lines Capital Reserves and Profit Reserves are made up as follows:

Capital reserves and shares in Treasury	2016	2015	2014
Investment-related subsidies	1,857	1,857	1,857
Goodwill on issuance of shares	69	69	69
Shares in Treasury	(1)	(1)	(1)
	1,925	**1,925**	**1,925**

The Reserve for investment-related subsidies basically refers to the compensation by the federal government for the difference between the profitability obtained by Cemig up to March 1993 and the minimum return guaranteed by the legislation in effect at the time.

The reserve for treasury shares refers to the pass-through by Finor of shares arising from funds applied in Cemig projects in the area covered by Sudene (the development agency for the Northeast) under tax incentive programs.

Profit reserves	2016	2015	2014
Legal reserve	853	853	853
Reserve under the By-laws	57	57	57
Retained earnings reserve	2,813	2,906	1,655
Tax incentives reserve	57	50	29
Reserve for obligatory dividends not distributed	1,420	797	—
	5,200	**4,663**	**2,594**

Legal reserve

Constitution of the Legal Reserve is obligatory, up to the limits established by law. The purpose of the Reserve is to ensure the security of the share capital, its use being allowed only for offsetting of losses or increase in the share capital. The Company did not deposit in the Legal Reserve in 2016 due to its having reached its legal limit.

Reserve under the by-laws

The Reserve under the By-laws is for future payment of extraordinary dividends, in accordance with Article 28 of the by-laws.

Retained Earnings reserve

The Retained Earnings Reserves are for profits not distributed in previous years, to guarantee execution of the Company's Investment Program, and amortizations of loans and financings planned for the 2016 business year. The retentions are supported by capital budgets approved by the Board of Directors in the periods in question.

Tax Incentives Reserve

The federal tax authority (*Receita Federal*) recognized the Company's right to reduction of 75% in income tax, including the tax paid at the additional rate, calculated on the basis of the operating profit in the region of Sudene (the Development Agency for the Northeast), for 10 years starting in 2014. The amount of the tax incentive gain recorded was R$ 57 in 2016 (R$50 in 2015 and R$29 in 2014). This reserve cannot be used for payment of dividends.

(c) Dividends

Ordinary dividends

Under its by-laws, Cemig is required to pay to its shareholders, as obligatory dividends, 50% of the net profit of each business year.

The preferred shares have preference in the event of reimbursement of capital and participate in profits on the same conditions as the common shares. They have the right to a minimum annual dividend equal to the greater of:

(a)10% of their par value and

(b)3% of the portion of equity that they represent.

Under the by-laws, Cemig's shares held by private individuals have the right to a minimum dividend of 6% per year on their par value in all years when Cemig does not obtain sufficient profits to pay dividends to its shareholders. This guarantee is given by the State of Minas Gerais by Article 9 of State Law 828 of December 14, 1951 and Article 1 of State Law 8796 of April 29, 1985.

Under the Company's by-laws, if the Company is able to pay dividends higher than the obligatory minimum dividend required for the preferred shareholders, and the remainder of net profit is sufficient to offer equal dividends for both the common and preferred shares, then the dividend per share will be the same for the holders of common shares and the holders of preferred shares. Dividends declared are paid in two equal installments, the first by June 30 and the second by December 30, of the year following the generation of the profit to which they refer. The Executive Board decides the location and processes of payment, subject to these periods.

The calculation of the dividends proposed for distribution to shareholders based on the profit for the business year is as follows:

Calculation of the Minimum Dividends required by the Bylaws for the preferred shares	2016	2015	2014
Nominal value of the preferred shares	4,190	4,190	4,190
Percentage applied to the nominal value of the preferred shares	10.00%	10.00%	10.00%
Amount of the dividends by the First payment criterion	419	419	419
Equity	12,930	12,984	11,281
Preferred shares as a percentage of Equity (net of shares held in Treasury)	66.58%	66.58%	66.58%
Portion of Equity represented by the preferred shares	8,609	8,645	7,511
Percentage applied to the portion of Equity represented by the preferred shares	3.00%	3.00%	3.00%
Amount of the dividends by the Second payment criterion	258	259	225
Calculation of the Minimum Dividends required by the Bylaws for the preferred shares	419	419	419
Obligatory Dividend			
Net profit for the year	334	2,469	3,137
Obligatory dividend – 50.00% of net income	167	1,235	1,568

In 2016, 2015 and 2014 the mandatory minimum dividend under the by-laws for the preferred shares is R$ 419.

In December 2016 the Company declared payment of R$ 380 in the form of Interest on Equity, to be paid in two equal installments, by June 30 and December 30, 2017, to holders of preferred and common shares whose names were on the Company's Nominal Share Registry on December 26, 2016. The total amount of this Interest on Equity will have counterpart in the Retained Earnings Reserve.

Interest on Equity	2016
Interest on Equity – preferred shares and common shares	
– Common shares	127
– Preferred shares	253
	380

Sub-item III of CVM Decision 683/2012 establishes that Interest on Equity paid or credited may only be imputed against the minimum obligatory dividend at its value net of withholding income tax.

Based on this, the following is the proposal for allocation of profit, with the guarantee of minimum dividends for the preferred shares:

Calculation of dividends to be distributed	Holding company 2016
Interest on Equity paid to holders of the preferred shares	253
Additional dividends to guarantee the minimum payment for the preferred shares	
– Dividends to meet the minimum amount specified in the by-laws	166
– Withholding income tax on Interest on Equity paid for the preferred shares (253.004 x 15%)	38
	204
Total of Interest on Equity paid to the preferred shares from profit reserves	253
Total of Additional Dividends to guarantee the Minimum Payment for the preferred shares paid from the profit for the year	204
	457
Unit value of dividends – R$	
Minimum Dividends required by the by-laws for the preferred shares	0.5
Dividends proposed – preferred shares (net of withholding tax)	0.5

Allocation of Net profit for 2016 – Proposal by management

The Board of Directors decided to propose to the Annual General Meeting to be held on May 12, 2017 that the profit for 2016, in the amount of R$ 334, and the balance of Retained earnings, of R$ 37, should be allocated as follows:

- R$ 204 to be paid as minimum obligatory dividend, to the Company's shareholders, in two equal installments, by June 30 and December 30, 2017 to holders of preferred shares whose names were on the Company's Nominal Share Registry.
- R$ 161 to be held in Equity in the Retained earnings reserve, to guarantee for the Company's consolidated investments planned for the 2017 business year, in accordance with a capital budget.
- R$ 7 to be held in Equity in the Tax incentives reserve, in reference to the tax incentive amounts obtained in 2016 in relation to the investments made in the region of Sudene.

(d) Accumulated Other Comprehensive Income

Equity valuation adjustments	2016	2015	2014
Adjustments to actuarial liabilities – Employee Retirement Benefits	(170)	(121)	(14)
Other comprehensive income in subsidiary and jointly-controlled entities			
Deemed cost of PP&E	685	720	780
Change in fair value of financial asset available for sale in jointly controlled entity	38	18	—
Cumulative translation adjustments	—	63	26
Adjustments to actuarial liabilities – Employee Retirement Benefits	(1,041)	(578)	(324)
	(318)	223	482
Accumulated Other Comprehensive Income	**(488)**	**102**	**468**

The amounts reported as deemed cost of the generation assets are due to the valuation of the generation assets, with the assessment of their fair value at replacement cost in the initial adoption of international financial standards on January 1, 2009. The new valuation of the generation assets resulted in an increase in their value, posted in the specific line of Equity, net of the tax effects.

This table shows the adjustments arising from conversion of the financial statements:

Balance at December 31, 2014	**27**
Conversion adjustment of equity method gain in Other comprehensive income of Transchile	36
Balance on December 31, 2015	**63**
Conversion adjustment of equity method gain in Other comprehensive income of Transchile	(23)
Recycling to Income statement due to the sale of Transchile	(40)
Balance at December 31, 2016	—

25. REVENUE

	2016	2015 Restated	2014 Restated
Revenue from supply of electricity (a)	23,430	22,526	17,232
Revenue from use of the electricity distribution systems (TUSD) (b)	1,705	1,465	855
CVA and Other financial components in tariff increases (c)	(1,455)	1,704	1,107
Transmission revenue			
Transmission concession revenue (d)	312	261	557
Transmission construction revenue (e)	54	146	80
Transmission indemnity revenue (g)	751	101	420
Distribution construction revenue (e)	1,139	1,106	861
Adjustment to expectation of cash flow from the indemnifiable Financial asset of the distribution concession (i)	8	576	55
Revenue from financial updating of the Concession Grant Fee (f) (*)	300	—	—
Transactions in electricity on the CCEE (h)	161	2,425	2,348
Supply of gas	1,444	1,667	422
Other operating revenues (i)	1,421	1,440	1,284
Deductions from revenue (k)	(10,497)	(11,549)	(5,626)
Net operating revenue	**18,773**	**21,868**	**19,595**

(*) Net of financial updating of the remaining balance payable of the concession grant fee

a) Revenue from supply of electricity

This table shows supply of electricity by type of consumer:

	GWh (1)			R$		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Residential	9,916	9,830	10,014	7,819	7,297	5,183
Industrial	19,494	22,969	26,026	5,396	5,781	4,793
Commercial, Services and Others	6,573	6,434	6,395	4,359	3,956	2,786
Rural	3,575	3,380	3,390	1,463	1,407	908
Public authorities	886	892	891	545	548	381
Public illumination	1,350	1,326	1,298	528	533	358
Public service	1,252	1,204	1,273	547	540	369
Subtotal	**43,046**	**46,035**	**49,287**	**20,657**	**20,062**	**14,778**
Own consumption	37	38	37	—	—	—
Supply not yet invoiced, net	—	—	—	(199)	257	144
	43,083	**46,073**	**49,324**	**20,458**	**20,319**	**14,922**
Wholesale supply to other concession holders (2)	12,509	10,831	14,146	2,713	2,358	2,251
Wholesale supply not yet invoiced, net	—	—	—	259	(151)	59
Total	**55,592**	**56,904**	**63,470**	**23,430**	**22,526**	**17,232**

(1) Data not audited by external auditors.
(2) Includes Regulated Market Electricity Sale Contracts (CCEARs) and 'bilateral contracts' with other agents.

b) Revenue from Use of Distribution Systems (the TUSD charge)

A significant part of the large industrial consumers in the concession areas of Cemig D and Light are now 'Free Consumers' – energy is sold to theme by the Cemig group's generation and transmission company, Cemig GT, as well as other generators. When these users became Free Consumers, they began to pay separate charges for use of the distribution network. This line ('TUSD') records those charges.

c) The CVA (Portion A Costs Variation Compensation) Account, and Other financial components, in tariff adjustments

The gains arising from variations in the CVA Account (Portion 'A' Costs Variation Compensation Account) and *Other financial components* in calculation of tariffs, refer to the positive and negative differences between the estimate of the Company's non-manageable costs and the payments actually made. The amounts recognized arise from balances constituted in the current period, homologated or to be homologated in tariff adjustment processes. For more information see Note 14.

d) Transmission Concession Revenue

Transmission Revenue comprises the following:

- Concession Transmission Revenue, which includes the portion received from agents of the electricity sector relating to operation and maintenance of the transmission lines;
- Generation Connection System Revenue, arising from the transmission assets belonging to the generating units.

e) Construction revenue

Construction Revenue is substantially offset by Construction costs, and corresponds to the Company's investments in assets of the transmission and distribution concessions in the period.

f) Gain on financial updating of the Concession Grant Fee

Represents updating by the IPCA index, plus remuneratory interest, on the Concession Grant Fee for the concession awarded as Lot D of Auction 12/2015. For more details please see Note 14.

g) Transmission indemnity revenue

In 2016 the Company recognized revenue of R$ 751, in relation to the following events:

- R$ 20 relating to the difference between the amount of the Preliminary Revision made by Aneel – R$ 1,157 – on February 23, 2015, of the Opinion sent by the Company, and the Final Revision.
- R$ 44 for monetary updating of the balance of indemnity receivable by the IGP-M index, up to May 2016.
- R$ 90 representing the difference between the variations resulting from application of the IGP-M index and the IPCA index – since the Company had updated the balance receivable, up to May 2016, by the IGP-M.
- R$ 438, representing the cost of own capital, calculated on the basis of 10.44% p.a.
- R$ 159 for updating of the balance of indemnity receivable, by the IPCA index, in accordance with Mining and Energy Ministry Order 120, in the period July through December 2016.

h) Revenue from transactions in electricity on the CCEE (Wholesale Trading Chamber)

The revenue from transactions made through the Electricity Trading Chamber (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*, or CCEE) is the monthly positive net balance of settlements of transactions for purchase and sale of electricity in the Spot Market, through the CCEE.

i) Adjustment to expectation of cash flow from the indemnifiable Financial asset of the distribution concession

This arises from the gain on the Adjustment made to the expectation of cash flow from the indemnifiable Financial asset of the distribution concession, due to monetary updating of the Regulatory Remuneration Base of assets.

j) Other operating revenues

	2016	2015	2014
Charged service	6	14	11
Telecoms services	137	134	135
Services rendered	167	131	118
Subsidies (*)	1,001	996	790
Rental and leasing	105	93	81
Other	5	72	149
	1,421	**1,440**	**1,284**

(*) Revenue recognized for the tariff subsidies applicable to users of distribution services, reimbursed by Eletrobras.

k) Deductions from revenue

	2016	2015	2014
Taxes on revenue			
ICMS tax (1)	5,211	4,487	3,198
Cofins tax	2,041	2,263	1,628
PIS and Pasep taxes	443	491	353
Other	7	6	6
	7,702	7,247	5,185
Charges to the consumer			
Global Reversion Reserve – RGR	(18)	36	39
Energy Efficiency Program (P.E.E.)	58	45	47
Energy Development Account – CDE	2,074	2,870	211
Research and Development – P&D	48	47	49
National Scientific and Technological Development Fund – FNDCT	48	47	48
Energy System Expansion Research – EPE	24	24	24
Consumer charges – Proinfa alternative sources program	43	27	29
Electricity Services Inspection Charge	35	37	
Royalties for use of water resources	123	102	
0.30% additional payment (Law 12111/09) (2)	—	—	(6)
Consumer charges – 'Tariff Flag' amounts	360	1,067	—
	2,795	4,302	441
	10,497	**11,549**	**5,626**

(1) As from January 1, 2016, the rate for consumers in the Commercial, services and other activities category was changed from 18% to 25% (Decree nº 46.924, of December 29, 2015).
(2) Reimbursement recognized by the Company in first quarter 2014, as per Official Letter 782/2013 authorized by Aneel, due to excess payment.

26. OPERATING COSTS AND EXPENSES

	2016	2015 Restated	2014 Restated
Personnel (a)	1,643	1,435	1,252
Employees' and managers' profit shares	7	137	249
Post-retirement liabilities – *Note 22*	345	156	212
Materials	58	154	381
Outsourced services (b)	867	899	953
Electricity purchased for resale (c)	8,273	9,542	7,428
Depreciation and amortization	834	835	801
Operating provisions (d)	704	1,401	581
Charges for the use of the national grid	947	999	744
Gas purchased for resale	877	1,051	254
Construction costs (e)	1,193	1,252	942
Other operating expenses. net (f)	156	426	651
	15,904	**18,287**	**14,448**

a) Personnel expenses

	2016	2015	2014
Remuneration and salary-related charges and expenses	1,350	1,273	1,098
Supplementary pension contributions – Defined-contribution plan	100	85	80
Assistance benefits	175	142	144
	1,625	1,500	1,322
Provision for retirement premium (Reversal)	(12)	2	4
Voluntary retirement program	93	—	—
(–) Personnel costs transferred to Assets	(63)	(67)	(74)
	18	(65)	(70)
	1,643	1,435	1,252

Programmed Voluntary Retirement Plan (PDVP)

In April 2016, the Company created the PDVP (Voluntary Employee Severance Program). Those eligible to take part were any employees who would have worked with Cemig for 25 years or more by December 31, 2016. For voluntary retirement, the PDVP offered the much more advantageous severance payments which are specified by law only for the case of dismissal without just cause – including payment for the period of notice, but especially deposit of an amount equal to the 'penalty' payment of 40% of the Base Value of the employee's FGTS fund, as well as the other payments specified by the legislation.

b) Outsourced services

	2016	2015	2014
Meter reading and bill delivery	140	122	184
Communication	55	64	67
Maintenance and conservation of electrical facilities and equipment	246	238	230
Building conservation and cleaning	97	100	91
Contracted labor	13	6	7
Freight and airfares	7	10	11
Accommodation and meals	13	17	18
Security services	25	28	26
Consultancy	15	17	24
Maintenance and conservation of furniture and utensils	53	46	37
Maintenance and conservation of vehicles	8	11	12
Disconnection and reconnection	7	26	19
Environment	19	22	29
Legal services and procedural costs	30	24	33
Tree pruning	14	23	23
Cleaning of power line pathways	8	30	29
Copying and legal publications	16	14	9
Inspection of consumer units	1	4	4
Printing of tax invoices and electricity bills	3	4	5
Other	97	93	95
	867	**899**	**953**

c) Electricity purchased for resale

	2016	2015	2014
From Itaipu Binacional	1,144	1,734	830
Physical guarantee quota contracts	537	252	221
Quotas from Angra I and II Nuclear Plants	217	200	179
Spot market	761	935	1,263
Proinfa Program	323	253	262
'Bilateral contracts'	292	326	380
Electricity acquired in Regulated Market auctions	2,540	3,978	3,242
Electricity acquired in the Free Market	3,279	2,762	1,762
Credits of Pasep and Cofins taxes	(820)	(898)	(711)
	8,273	**9,542**	**7,428**

d) Operating provisions (reversals)

	2016	2015	2014
Allowance for doubtful receivables	382	175	127
Contingency provision			
Employment-law cases	120	4	242
Civil cases	30	22	6
Tax	2	(4)	13
Environmental	—	(1)	—
Regulatory	—	10	(14)
Other	31	(3)	12
	183	**28**	**259**
Provision for losses on			
Other accounts receivable	40		
Put option—Parati (Note 15)	55	1,079	166
Put option—SAAG (Note 15)	49	119	29
Put option—Sonda (Note 15)	(5)		
	704	**1,401**	**581**

e) Construction cost

	2016	2015	2014
Personnel and managers	58	65	60
Materials	534	521	415
Outsourced services	448	504	385
Other	153	162	82
	1,193	**1,252**	**942**

f) Other operating expenses (revenues), net

	2016	2015 Restated	2014 Restated
Leasings and rentals	112	102	112
Advertising	13	11	19
Own consumption of electricity	22	21	17
Subsidies and donations	17	31	50
Paid concession	3	7	23
Insurance	9	9	9
CCEE annual charge	8	8	7
Net loss on deactivation and disposal of assets	112	30	97
Forluz – Administrative running cost	25	22	22
Gain on disposal of shares in Taesa	(181)	—	—
Gain on disposal of Transchile	(134)	—	—
Other expenses	150	185	295
	156	**426**	**651**

Operating Leases

The Company has operating lease contracts relating, mainly, to vehicles and buildings used in its operational activities. Their amounts are not material in relation to the Company's total costs.

27. FINANCIAL REVENUES AND EXPENSES

	2016	2015 Restated	2014 Restated
FINANCIAL REVENUES			
Income from cash investments	317	251	298
Late charges on overdue electricity bills	277	230	166
Foreign exchange variations	62	76	15
Monetary variations	106	36	53
Monetary variations – CVA	204	68	—
Monetary updating on Court escrow deposits	46	212	—
Pasep and Cofins taxes charged on financial revenues	(88)	(84)	(38)
Contractual penalty payments	12	16	10
Adjustment to present value	—	2	—
Other	105	56	31
	1,041	**863**	**535**
FINANCIAL EXPENSES			
Costs of loans and financings	(1,928)	(1,386)	(931)
Foreign exchange variations	(35)	(172)	(26)
Monetary updating – Loans and financings	(245)	(387)	(271)
Monetary updating – concession agreements	(3)	(11)	(17)
Charges and monetary updating on Post-retirement liabilities	(103)	(129)	(99)
Monetary updating – CCEE obligations	(10)	—	—
Adjustment to present value	—	—	—
Other	(154)	(119)	(350)
	(2,478)	**(2,204)**	**(1,694)**
NET FINANCIAL REVENUE (EXPENSES)	**(1,437)**	**(1,341)**	**(1,159)**

The Pasep and Cofins expenses apply to Interest on Equity.

28. RELATED PARTY TRANSACTIONS

Cemig's principal balances and transactions with related parties are shown here:

	ASSETS		LIABILITIES		REVENUE			EXPENSES		
COMPANY	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Controlling shareholder										
MINAS GERAIS STATE GOVT.										
Current										
Consumers and Traders (1)	71	19	—	—	152	150	105	—	—	—
Financings – BDMG	—	—	4	9	—	—	—	(1)	(2)	(1)
Debentures (2)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(30)
Non-current										
Financings – BDMG	—	—	23	50	—	—	—	—	—	—
Jointly-controlled entities										
Aliança Geração										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	7	11	—	—	—	(142)	(106)	—
Provision of services (3)	4	—	—	—	14	6	—	—	—	—
Baguari Energia										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	1	1	—	—	—	(7)	(6)	(6)
Interest on Equity, and dividends	—	6	—	—	—	—	—	—	—	—
Madeira Energia										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	18	16	8	—	—	(574)	(638)	(124)
Advance against future electricity supply (4)	—	87	—	—	—	12	—	—	—	—
Norte Energia										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	4	—	2	—	—	(49)	—	—
Pipoca										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	1	1	—	—	—	(16)	(11)	—
Interest on Equity, and dividends	—	1	—	—	—	—	—	—	—	—
Retiro Baixo										
Current										
Dividends, and Interest on Equity	2	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Guanhães Energia										
Current										
Adjustment for losses (5)	—	—	59	—	—	—	—	—	—	—
Renova										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	—	2	—	—	—	(159)	(12)	(12)
Non-current										
Accounts receivable (6)	74	—	—	—	14	—	—	—	—	—
Advance for future delivery of power supply (7)	229	60	—	—	17	—	—	—	—	—
TAESA										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	10	11	—	—	—	(110)	(94)	(33)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia -EATE										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	—	3	3	—	—	—	(25)	(28)	(6)
Light										
Current										
Transactions in electricity (2)	—	1	—	—	59	47	9	(1)	(1)	—
Interest on Equity, and dividends	7	44	—	—	—	—	—	—	—	—
Parati										
Current										
Interest on Equity, and dividends	—	9	—	—	—	—	—	—	—	—
Axxiom										
Current										
Provision of services (8)	—	—	7	6	—	—	—	—	—	—

COMPANY	ASSETS		LIABILITIES		REVENUE			EXPENSES		
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Other related parties										
FIC Pampulha										
Current										
Securities	1,455	1,031	—	—	197	115	181	—	—	—
(-) Securities issued by subsidiary companies of Cemig (9)	(49)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Non-current										
Securities	46	17	—	—	—	—	—	—	—	—
(-) Securities issued by subsidiary companies of Cemig (9)	(15)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
FORLUZ										
Current										
Post-retirement obligations (10)	—	—	86	76	—	—	—	(186)	(129)	(99)
Personnel expenses (11)	—	—	—	—	—	—	—	(100)	(85)	(80)
Administrative running costs (12)	—	—	—	—	—	—	—	(25)	(22)	(22)
Operational leasing (13)	—	—	10	2	—	—	—	(39)	(18)	(17)
Non-current										
Post-retirement obligations (10)	—	—	1,593	1,270	—	—	—	—	—	—
CEMIG SAÚDE (HEALTH)										
Current										
Health Plan and Dental Plan (14)	—	—	102	79	—	—	—	(187)	(146)	(135)
Non-current										
Health Plan and Dental Plan (14)	—	—	1,647	1,275	—	—	—	—	—	—

The main conditions relating to the related party transactions are as follows:

(1) Refers to sale of electricity to the government of the State of Minas Gerais. The price of the electricity is defined by Aneel through a Resolution which decides the Company's annual tariff adjustment.

(2) Transactions in electricity between generators and distributors were made in auctions organized by the federal government; transactions for transport of electricity, made by transmission companies, arise from the centralized operation of the National Grid carried out by the National System Operator (ONS).

(3) Refers to contract to provide plant operation and maintenance services.

(4) Effected in February 2015, in accordance with a condition of the power purchase agreement between Cemig GT and Saesa signed on March 19, 2009. For the purpose of settlement, this amount will be updated at a rate of 135% of the CDI rate, and will be offset against invoicing by Saesa for supply of electricity. The offsetting was completed on March 15, 2016.

(5) A liability was recognized corresponding to the Company's interest in the share capital of Guanhães, due to its negative equity (see Note 15).

(6) Cemig GT has an item of R$ 60 receivable from Renova Energia, which will be paid in 12 monthly installments, the first on January 10, 2018 and the last becoming due in December 2018, with monetary updating at 150% of the CDI rate.

(7) In June 2016, under an electricity supply contract with Renova, Cemig GT advanced R$ 94 to Renova's trading company, Renova Comercializadora, after guarantees of certain assets of Renova had been provided. Subsequently further advances were made, of R$ 40 in September, and R$ 15, R$ 25 and R$ 38 on October 3, 17 and 27, 2016, respectively. For the purpose of settlement, this amount will be updated at a rate of 155% of the CDI rate, and offset by invoicing, by Renova, for supply of electricity provided.

(8) Refers to obligations and expenses on development of management software.

(9) FIC Pampulha has financial investments in securities issued by subsidiary companies of the Company. There is more information, and characteristics of the fund, in the descriptive text below.

(10) The contracts of Forluz are updated by the Expanded Consumer Price Index (IPCA) calculated by the Brazilian Geography and Statistics Institute (*Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística*, or IBGE) (See Note 22) and will be amortized up to the business year of 2024.

(11) The Company's contributions to the pension fund for the employees participating in the Mixed Plan, and calculated on the monthly remuneration (see Explanatory Note 26), in accordance with the regulations of the Fund.

(12) Funds for annual current administrative costs of the Pension Fund in accordance with the specific legislation of the sector. The amounts are estimated as a percentage of the Company's payroll.

(13) Rental of the head office building.

(14) Contribution by the sponsor to the employees' Health Plan and Dental Plan (See Note 22).

For more information on the principal transactions, please see Notes 8, 18 and 25.

Guarantees and sureties for loans, financings and debentures

Cemig is provider of surety or guarantee of loans, financings and debentures of the following related parties – not consolidated in the financial statements because they relate to jointly-controlled entities or affiliated companies:

Related party	Relationship	Type	Object of guarantee	2016	Expiration
Norte Energia S.A. ('Nesa')	Affiliated	Surety	Financing	2,357	2042
Light (1)	Jointly-controlled entity	Counter-guarantee	Financing	684	2042
Santo Antônio Energia S.A.	Jointly-controlled entity	Surety	Financing	1,995	2034
Santo Antônio Energia S.A.	Jointly-controlled entity	Surety	Debentures	736	2037
Guanhães	Jointly-controlled entity	Surety	Promissory Note	67	2016
Centroeste	Jointly-controlled entity	Surety	Financing	9	2023
				5,848	

(1) Related to execution of guarantees of the Norte Energia financing.

At December 31, 2016, Management believes that there is no need to recognize any provisions in the Company's financial statements for the purpose of meeting any obligations arising under these sureties and/or guarantees.

Cash investments in FIC Pampulha – investment fund of Cemig and its subsidiaries and affiliates

Cemig and its subsidiaries and affiliates invest part of their financial resources in an investment fund which has the characteristics of fixed income and obeys the Company's cash investment policy. The amounts invested by the fund Presented in the table below are accounted under *Securities* in Current and Non-current assets, or presented as deductions in the account line *Debentures* in Current or Non-current assets, on December 31, 2016.

The funds applied in this investment fund are allocated only in public and private fixed income securities, subject only to credit risk, with various maturity periods, obeying the unit holders' cash flow needs.

The financial investments in securities of related parties, in the investment fund, on December 31, 2016 and 2015, are as follows:

Issuer of security	Type	Annual contractual conditions	Maturity	Cemig Holding Company 10.12%	Cemig GT 20.86%	Cemig D 24.94%	Other subsidiaries 22.39% *	Total 2016
Axxiom	Debentures	109.00% of CDI Rate	1/29/2017	1	1	1	1	4
ETAU	Debentures	108.00% of CDI	12/1/2019	1	2	3	2	8
				2	**3**	**4**	**3**	**12**

Issuer of security	Type	Annual contractual conditions	Maturity	Cemig Holding Company 10.12%	Cemig GT 20.86%	Cemig D 24.94%	Other subsidiaries 22.39% *	Total 2015
Axxiom	Debentures	109.00% of CDI Rate	1/29/2017	1	3	3	4	11
Ativas	Debentures	CDI + 3.50%	7/1/2017	2	7	5	8	22
Ativas	Debentures	CDI + 3.50%	7/1/2017	3	8	6	10	27
ETAU	Debentures	108.00% of CDI Rate	12/1/2019	1	3	2	4	10
Brasnorte	Debentures	108.00% of CDI Rate	6/22/2016	—	1	1	1	3
				7	**22**	**17**	**27**	**73**

(*) Refers to the other companies consolidated by Cemig, which also have participation in the investment funds.

Remuneration of key management personnel

The total costs of key management personnel, in 2016, 2015 and 2014, are shown in this table:

	2016	2015	2014
Remuneration	25	19	11
Profit shares (reversals)	(1)	2	3
Assistance benefits	2	1	1
	26	**22**	**15**

29. FINANCIAL INSTRUMENTS AND RISK MANAGEMENT

The financial instruments of the Company and its subsidiaries are restricted to the following: cash and cash equivalents, securities, Consumers, traders, and power transport concession holders; Financial assets of the concession related to infrastructure; Linked funds; Escrow deposits in litigation; the CVA (Portion A Costs Variation Compensation) Account and Other Financial Components in tariff adjustments; Loans and financings; Concession obligations payable; Suppliers; and Post-employment obligations. The gains and losses on transactions are recorded in full in the profit or loss for the business year or in Equity, by the accrual method.

The Company's financial instruments and those of its subsidiaries are recorded at fair value and measured in accordance with the following classifications:

- Loans and receivables: This category contains: Cash equivalents; Credits receivable from Consumers, Traders, and power transport concession holders; Linked funds; Financial assets related to the CVA account, and Other financial components, in calculation of tariffs; the Low-income subscriber subsidy; Reimbursement of tariff subsidies and Other credits owed by Eletrobras; Escrow deposits in litigation; Financial assets of the concession not covered by Law 12783/1; and Financial assets related to Auction 12/2015 for award of generation plants. They are recognized at their nominal realization value, which is similar to fair value.

- Financial instruments at fair value through profit or loss: Securities held for trading, and Put options, are in this category. They are valued at fair value and the gains or losses are recognized directly in the Profit and loss account.
- Financial instruments held to maturity: These include Securities, in the amount of R$ 50 on December 31, 2016 and R$ 225 on December 31, 2015, included in Note 7. There is positive intention to hold them to maturity. They are measured at amortized cost using the effective rates method. Fair value, of R$ 50 on December 31, 2016 and R$ 224 on December 31, 2015, was measured using information of Level 2.
- Financial instruments available for sale: In this category are Financial assets of the concession related to distribution infrastructure covered by Law 12783/13. They are measured at New Replacement Value (*Valor Novo de Reposição*, or VNR), which is equivalent to fair value on the date of these financial statements.
- Other financial liabilities – Non-derivative financial liabilities: In this category are Loans and financings; Obligations under debentures; Debt agreed with the Pension Fund (Forluz); Concessions payable; and Suppliers. They are measured at amortized cost using the effective rates method. The Company has calculated the fair value of its Loans, financings and debentures using 140% of the CDI rate – based on its most recent funding. For the following, the Company considered fair value to be substantially equal to book value: Loans, financings and debentures with annual rates between IPCA + 6.00% to 8.07% and CDI + 2.00% to 4.05%. For the financings from the BNDES and Eletrobras, fair value is conceptually similar to book value, due to the specific characteristics of the transactions.
- Liabilities measured at fair value – Financial liabilities for the put options: The options to sell units in FIP Melbourne and FIP Malbec (‘the SAAG Put’); the options to sell shares in RME and Lepsa (‘the Parati PUT’); and the Sonda Options, were valued at fair value using the Black-Scholes-Merton (BSM) model. Both the options were calculated using the discounted cash flow method: for the SAAG Put option, up to the third quarter of 2016; and for the Parati Put option, up to the first quarter of 2016. The method used was changed, in the fourth and second quarters, respectively, to the BSM model. The Company calculated the fair value of these options having as a reference their respective prices obtained by the BSM model, valued on the closing date of the financial statements for the 2016 business year.

The accounting balances of the financial instruments are similar to the fair values, except for loans, of which the accounting balance is R$ 15,179 (R$ 15,167 on December 31, 2015) and fair value is R$ 14,711 (R$ 15,544 on December 31, 2015), being measured as Level 2, using similar liabilities as reference.

a) Risk management

Corporate risk management is a management tool that is an integral part of the Company's corporate governance practices, and is aligned with the process of planning, which sets the Company's strategic business objectives.

The Company has a Financial Risks Management Committee, the purpose of which is to implement guidelines and monitor the financial risk of transactions that could negatively affect the Company's liquidity or profitability, recommending hedge protection strategies to control the Company's exposure to foreign exchange rate risk, interest rate risk, and inflation risks.

The principal risks to which the Company is exposed are as follows:

Exchange rate risk

Cemig and its subsidiaries are exposed to the risk of increase in exchange rates, with impact on Loans and financings, Suppliers, and cash flow.

This table gives the net exposure to exchange rates:

	2016		2015	
Exposure to exchange rates	**Foreign currency**	**R$**	**Foreign currency**	**R$**
US dollars				
Loans and financings (Note 20)	7	23	8	33
Suppliers (Itaipu Binacional)	62	207	83	315
	69	230	91	348
Euro				
Loans, financings and debentures – Euros (Note 20)	2	7	3	14
Net liabilities exposed		**237**		**362**

(*) BNDES monetary unit – reflects the weighted average of the FX variations in the BNDES Basket of Currencies.

Sensitivity analysis

Based on its financial consultants, the Company estimates that in a probable scenario, at December 31, 2017 the US dollar will have appreciated by 2.82%, to an exchange rate of R$ 3.351/US$; and the Euro will have appreciated by 1.95%, to R$ 3.505/Euro. The Company has made a sensitivity analysis of the effects on the Company's profit arising from depreciation of the Real exchange rate by 25%, and by 50%, in relation to this scenario 1:

Risk: foreign exchange rate exposure	Base scenario Dec. 31. 2016	Scenario 1 USD: R$ 3.351 Euro: R$ 3.505	Scenario 2 FX depreciation 25% USD: R$ 4.189 Euro: R$ 4.381	Scenario 3 FX depreciation 50% USD: R$ 5.027 Euro: R$ 5.258
US dollar				
Loans and financings (Note 20)	23	24	30	36
Suppliers (Itaipu Binacional)	207	212	266	319
	230	236	296	355
Euro				
Loans and financings (Note 20)	7	8	9	11
Net liabilities exposed	**237**	**244**	**305**	**366**
Net effect of exchange rate variation		**7**	**68**	**129**

Interest rate risk

Cemig and its subsidiaries are exposed to the risk of increase in international interest rates, affecting loans and financings in foreign currency with floating interest rates (principally Libor), in the amount of R$ 60 (R$ 72 on December 31, 2015).

The Company is exposed to the risk of increase in domestic Brazilian interest rates through its net liabilities, indexed to the variations in the Selic and CDI rates, as follows:

Exposure to domestic interest rate changes	2016	2015
Assets		
Cash equivalents – Short-term investments (Note 6)	894	873
Securities (Note 7)	1,045	2,511
Restricted cash	367	—
CVA and Other financial components in tariffs – Selic rate * (Note 14)	398	1,350
Credits owed by Eletrobras	138	—
	2,842	4,734
Liabilities		
Loans. financings and debentures – CDI rate (Note 20)	(10,928)	(10,734)
Loans. financings and debentures – TJLP (Note 20)	(213)	(283)
CVA and Other financial components in tariffs – Selic rate * (Note 14)	(805)	—
	(11,946)	(11,017)
Net liabilities exposed	**(9,104)**	**(6,283)**

(*) Amounts of CVA and Other financial components, indexed to the Selic rate.

Sensitivity analysis

The Company estimates that, in a probable scenario, on December 31, 2017 the Selic rate will be 9.00% p.a. and the TJLP will be 6.75% p.a. The Company has made a sensitivity analysis of the effects on its profit arising from increases in rates of 25% and 50% in relation to this scenario 1. Variation in the CDI rate accompanies the variation in the Selic rate.

Estimation of the scenarios for the path of interest rates will consider the projection of the Company's scenarios, based on its financial consultants.

Risk: Increase in Brazilian interest rates	2016	December 31, 2017		
	Book value	Scenario 1 Selic 9.00% TJLP 6.75%	Scenario 2 Selic 11.25% TJLP 8.44%	Scenario 3 Selic 13.50% TJLP 10.13%
Assets				
Cash investments (Note 6)	894	974	994	1,014
Securities (Note 7)	1,045	1,139	1,163	1,186
Restricted cash	367	401	409	417
CVA and Other financial components of tariff – Selic rate	398	434	442	451
Credits owed by Eletrobras	138	151	154	157
	2,842	3,099	3,162	3,225
Liabilities				
Loans, financings and debentures – CDI rate (Note 20)	(10,928)	(11,912)	(12,158)	(12,404)
Loans and financings – TJLP (Note 20)	(213)	(227)	(231)	(235)
CVA and *Other financial components* in tariff adjustments (Note 14)	(805)	(877)	(896)	(914)
	(11,946)	(13,016)	(13,285)	(13,553)
Net liabilities exposed	**(9,104)**	**(9,917)**	**(10,123)**	**(10,328)**
Net effect of variation in interest rates		**(813)**	**(1,019)**	**(1,224)**

Risk of increase in inflation

This table shows the Company's net exposure to inflation rates:

Exposure to increase in inflation	2016	2015
Assets		
Financial assets of the concession related to infrastructure –Distribution – IPCA Index (Note 14)	128	121
Financial assets of the concession related to infrastructure Transmission– IPCA index (note 14)(*)	1,805	1,054
Concession Grant Fee – IPCA (Note 14)	2,254	—
	4,187	1,175
Liabilities		
Loans, financings and debentures – IPCA index (Note 20)	(3,933)	(3,910)
Debt agreed with pension fund (Forluz) – IPCA	(787)	(812)
	(4,720)	(4,722)
Net assets (liabilities) exposed	**(533)**	**(3,547)**

(*) Value of the Financial assets of the concession homologated by Aneel in Dispatch 729 of March 25, 2014.

Sensitivity analysis

In relation to the most significant risk of increase in inflation, the Company estimates that, in a probable scenario, on December 31, 2017 the IPCA inflation index will be 4.70%. The Company has made a sensitivity analysis of the effects on its profit arising from increases in inflation of 25% and 50% in relation to this scenario 1:

Risk: increase in inflation	2016	December 31, 2017		
	Book value	Scenario 1 IPCA 4.70%	Scenario 2 IPCA 5.88%	Scenario 3 IPCA 7.05%
Assets				
Financial assets of the concession related to infrastructure –Distribution – IPCA Index (Note 14)	128	134	136	137
Financial assets of the concession related to infrastructure Transmission – IPCA index (note 14) (*)	1,805	1,890	1,911	1,932
Concession Grant Fee – IPCA (Note 14)	2,254	2,360	2,386	2,413
	4,187	4,384	4,433	4,482
Liabilities				
Loans, financings and debentures – IPCA index (Note 20)	(3,933)	(4,118)	(4,164)	(4,210)
Debt agreed with pension fund (Forluz) – IPCA	(787)	(824)	(833)	(842)
	(4,720)	(4,942)	(4,997)	(5,052)
Net liabilities exposed	**(533)**	**(558)**	**(564)**	**(570)**
Net effect of variation in IPCA / IGP–M indices		**(25)**	**(31)**	**(37)**

Liquidity risk

Cemig has sufficient cash flow to cover the cash needs related to its operating activities.

The Company manages liquidity risk with a group of methods, procedures and instruments that are coherent with the complexity of the business, and applied in permanent control of the financial processes, to guarantee appropriate risk management.

Cemig manages liquidity risk by permanently monitoring its cash flow in a conservative, budget-oriented manner. Balances are projected monthly, for each one of the companies, over a period of 12 months, and daily liquidity is projected over 180 days.

Short-term investments must comply with certain rigid investing principles established in the Company's Cash Investment Policy, which was approved by the Financial Risks Management Committee. These include applying its resources in private credit investment funds, without market risk, and investment of the remainder directly in bank CDs or repo contracts which earn interest at the CDI rate.

In managing cash investments, the Company seeks to obtain profitability on its investment transactions through performing a rigid analysis of financial institutions' credit, obeying operational limits with banks based on assessments that take into account the financial institutions' ratings, risk exposures and equity position. It also seeks greater returns on investments by strategically investing in securities with longer investment maturities, while bearing in mind the Company's minimum liquidity control requirements.

The greater part of the electricity produced by the Company is generated by hydroelectric plants. A prolonged period of scarce rainfall can result in lower water volumes in the plants' reservoirs, possibly causing losses due to increased costs of purchasing electricity, due to replacement by thermoelectric generation, or reduction of revenues due to reduction in consumption caused by implementation of wide-ranging programs for saving of electricity. Prolongation of generation by thermoelectric plants can pressure costs of acquisition of electricity for the distributors, causing a greater need for cash, and can impact future tariff increases – as indeed has happened with the Extraordinary Tariff Review granted to the distributors in March 2015.

On December 31, 2016 the Company had excess of current liabilities over current assets.

Please refer to note 1 about the Company's several initiatives designed to increase liquidity through entering into new contracts for financing or for the re-financing of its existing obligations and potential divestitures of non-core assets. Any further lowering of credit ratings may have adverse consequences on CEMIG ability to obtain financing or may impact the cost of financing, also making it more difficult and/or costly to refinance maturing obligations. Any financing or refinancing of the CEMIG indebtedness could be at higher interest rates and may require the Company to comply with more onerous covenants, which could further restrict business operations.

The flow of payments of the Company's obligations, for debt agreed with the pension fund, and under loans, financings and debentures, for floating and fixed rates, including the interest specified in contracts, is shown in the table below:

	Up to 1 month	1 to 3 months	3 months to 1 year	1 to 5 years	Over 5 years	Total
Financial instruments at (interest rates):						
- Floating rates						
Loans, financings and debentures	50	1,226	4,834	11,275	2,203	19,588
Concessions payable	—	1	2	10	14	27
Debt agreed with pension fund (Forluz)	11	33	89	596	431	1,160
	61	**1,260**	**4,925**	**11,881**	**2,648**	**20,775**
- Fixed rate						
Suppliers	1,771	169	—	—	—	1,940
	1,832	**1,429**	**4,925**	**11,881**	**2,648**	**22,715**

Credit risk

The risk arising from the possibility of Cemig and its subsidiaries incurring losses as a result of difficulty in receiving amounts billed to its clients is considered to be low. The Company carries out monitoring for the purpose of reducing default, on an individual basis, with its consumers. Negotiations are also entered into for receipt of any receivables in arrears. The risk is also reduced by the extremely wide client base.

The allowance for doubtful debtors constituted on December 31, 2016, considered to be adequate in relation to the credits in arrears receivable by the Company and its subsidiaries and jointly-controlled entities, was R$ 660.

In relation to the risk of losses resulting from insolvency of the financial institutions at which the Company or its subsidiaries have deposits, a Cash Investment Policy was approved and has been in effect since 2004.

Cemig manages the counterparty risk of financial institutions based on an internal policy approved by its Financial Risks Management Committee. This Policy assesses and scales the credit risks of the institutions, the liquidity risk, the market risk of the investment portfolio and the Treasury operational risk.

All investments are made in financial securities that have fixed-income characteristics, always indexed to the CDI rate. The Company does not carry out any transactions that would bring volatility risk into its financial statements.

As a management instrument, Cemig divides the investment of its funds into direct purchases of securities (own portfolio) and investment funds. The investment funds invest the funds exclusively in fixed income products, and companies of the Group are the only unit holders. They obey the same policy adopted in the investments for the Company's directly-held own portfolio.

The minimum requirements for concession of credit to financial institutions are centered on three items:

1. Rating by three risk rating agencies.
2. Equity greater than R$ 400.
3. Basel ratio above 12.

Banks that exceed these thresholds are classified in three groups, by the value of their equity; and within this classification, limits of concentration by group and by institution are set, as follows:

Group	Equity	Concentration	Limit per bank (% of Equity) (*)
A1	Over R$ 3.5 billion	Minimum 80%	6% to 9%
A2	R$ 1.0 billion to R$ 3.5 billion	Maximum 20%	5% to 8%
B	R$ 400 million to R$ 1.0 billion	Maximum 20%	5% to 7%

(*) The percentage assigned to each bank depends on an individual assessment of indicators such as liquidity, quality of the credit portfolio, and other aspects.

Further to these points, Cemig also establishes two concentration limits:

1. No bank may have more than 30% of the Group's portfolio.
2. No bank may have more than 50% of the portfolio of any individual company.

Risk of early maturity of debt

The Company has financing contracts with restrictive covenants normally applicable to this type of transaction, complying with a financial index. Non-compliance with these covenants could cause early maturity of the debt. See Note 20.

On December 31, 2016, all restrictive covenants on the contracts for loans and financings of CemigTelecom were complied with. Those contracts that contained these clauses during the year 2016 have been settled in their entirety.

On December 31, 2016 all the restrictive covenants relating to financial ratios of the Company were complied with.

Capital management

This table shows the Company's net liabilities in relation to its Equity at December 31, 2016 and 2015:

	2016	2015
Total liabilities	29,102	27,869
(–) Cash and cash equivalents	(995)	(925)
(–) Restricted cash	(367)	—
Net liabilities	**27,740**	**26,944**
Total of equity	**12,934**	**12,988**
Net liabilities / Equity	**2.14**	**2.07**

30. MEASUREMENT AT FAIR VALUE

The Company measures its financial assets and liabilities at fair value. Fair value is a market-based measurement that should be determined based on assumptions that market participants would use in pricing an asset or liability. The Fair Value Hierarchy aims to increase consistency and comparability: it divides the inputs used in measuring fair value into three broad levels, as follows:

Level 1 – Active market – Quoted prices: A financial instrument is considered to be quoted in an active market if the prices quoted are promptly and regularly made available by an exchange or organized over-the-counter market, by operators, by brokers or by a market association, by entities whose purpose is to publish prices, or by regulatory agencies, and if those prices represent regular arm's length market transactions.

Level 2 – No active market – Valuation technique: For an instrument that does not have an active market, fair value should be found by using a method of valuation/pricing. Criteria such as data on the current fair value of another instrument that is substantially similar, or discounted cash flow analysis or option pricing models, may be used. The objective of the valuation technique is to establish what would be the transaction price on the measurement date in an arm's-length transaction motivated by business considerations.

Level 3 – No active market: Unobservable inputs: The fair value of investments in securities for which there are no prices quoted on an active market, and/or of derivatives linked to them which are to be settled by delivery of unquoted securities, is determined based on generally accepted valuation techniques, mainly related to discounted cash flow analysis.

This is a summary of the instruments that are measured at fair value:

		Fair value at December 31, 2016		
	Balance At Dec. 31, 2016	Active market – quoted price (Level 1)	No active market – Valuation technique (Level 2)	No active market – Unobservable inputs (Level 3)
Assets				
Held for trading				
Securities				
Bank certificates of deposit	33	—	33	—
Treasury Financial Notes (LFTs)	193	193	—	—
Financial Notes – Banks	724	—	724	—
Debentures	45	—	45	—
	995	**193**	**802**	**—**
Loans and receivables				
Concession Grant Fee	2,254	—	2,254	—
Restricted cash	367	—	367	—
	2,621	—	2,621	—
Available for sale				
Financial assets of the concession related to infrastructure	216	—	—	216
	3,832	**193**	**3,423**	**216**
Liabilities				
Fair value through profit or loss				
Put options: (1)	(1,342)	—	(1,150)	(192)
	2,490	**193**	**2,273**	**24**

(1) After 2016 the Company is using the Black-Scholes-Merton method for measuring the fair value of the options. See more details in Note 15.

		Fair value at December 31, 2015		
	Balance at December 31, 2015	Active market – Quoted price (Level 1)	No active market – Valuation technique (Level 2)	No active market – Unobservable inputs (Level 3)
Assets				
Held for trading				
Securities				
Bank certificates of deposit	1,577	—	1,577	—
Treasury Financial Notes (LFTs)	88	88	—	—
Financial Notes – Banks	460	—	460	—
Debentures	161	—	161	—
	2,286	**88**	**2,198**	**—**
Available for sale				
Financial assets of the concession	137	—	—	137
	2,423	**88**	**2,198**	**137**
Liabilities				
Fair value through profit or loss				
Put options	(1,393)	—	—	(1,393)
	1,030	**88**	**2,198**	**(1,256)**

Fair value calculation of financial positions

Financial assets of the concession related to infrastructure: Measured at New Replacement Value (*valor novo de reposição*, or VNR), according to criteria established in regulations by the Concession-granting power ('Grantor'), based on fair value of the assets in service belonging to the concession and which will be revertible at the end of the concession, and on the Weighted average cost of capital (WACC) used by the Grantor, which reflects the concession holder's return on the operations of the concession. The VNR and the WACC are public information disclosed by the Grantor and by Cemig. The movement in Financial assets of the concession is shown in Note 14 to the financial statements.

Cash investments: The fair value of cash investments is calculated taking into consideration the market prices of the security, or market information that makes such calculation possible, and future rates in the fixed-income and FX markets applicable to similar securities. The market value of the security is deemed to be its maturity value discounted to present value by the discount factor obtained from the market yield curve in Reais.

Put options: The Company has adopted the Black-Scholes-Merton method for measurement of the fair value of the options of SAAG, Parati and Sonda. The fair value of these options was calculated on the basis of the estimated exercise price on the day of exercise of the option, less the fair value of the shares that are the subject of the put option, also estimated for the date of exercise, brought to present value at the reporting date. The movement in relation to the put options, and other information is given in Note 15 to the financial statements.

31. INSURANCE

Cemig and its subsidiaries maintain insurance policies to cover damages to certain items of their assets, in accordance with orientation by specialists, as listed below (item relating to the policy of Cemig – the holding company), taking into account the nature and the degree of risk, for amounts considered sufficient to cover any significant losses related to its assets and liabilities. The risk assumptions adopted, due to their nature, are not part of the scope of an audit of the financial statements, and consequently were not examined by the external auditors.

	Cover	Dates of cover	Amount insured (**)	Annual premium (**)
Cemig Geração e Transmissão				
Air transport / Aircraft	Fuselage		US$4,675	
	Third party liability	Apr. 29, 2016 to Apr. 29, 2017	U$14,000	US$84
Warehouse stores	Fire	Oct. 2, 2016 to Oct 2, 2017	R$16,921	R$25
Facilities in buildings	Fire	Jan. 8, 2017 to Jan. 8, 2018	R$451,860	R$98
Telecoms equipment (1)	Fire	Jan. 8, 2017 to Jan. 8, 2018	R$11,514	R$5
Operational risk	-	Dec. 7, 2016 to Dec. 7, 2017	R$1,438,338	R$1,795
Cemig D (Distribution)				
Air transport / Aircraft	Fuselage		US$3,613	
	Third party liability	Apr. 29, 2016 to Apr. 29, 2017	U$14,000	US$60
Warehouse stores	Fire	Oct. 2, 2016 to Oct 2, 2017	R$94,930	R$143
Facilities in buildings	Fire	Jan. 8, 2017 to Jan. 8, 2018	R$1,073,416	R$232
Telecoms equipment	Fire	Jan. 8, 2017 to Jan. 8, 2018	R$17,208	R$7
Operational risk – Transformers above 15MVA and other power distribution equipment with value above R$ 1,000 (2)	Total	Dec. 7, 2016 to Dec. 7, 2017	R$563,637	R$703
Gasmig				
Gas distribution network / Third party	Third party liability	Dec. 15, 2016 to Dec. 15, 2017	R$60,000	R$429
Own vehicle fleet (Operation)	Third party only	Jul. 7, 2016 to Jul. 7, 2017	R$400	R$4
Own vehicle fleet (Directors)	Full cover	Oct. 25, 2016 to Oct. 25, 2017	R$100	R$1
Facilities – multirisk	Robbery, theft, fire	Jan. 1, 2017 to Jan. 1, 2018	R$41,375	R$50

(**) Amounts expressed in R$ '000 or US$'000.
(1) The new period of validity is from January 8, 2017 to January 8, 2018.
(2) The new period of validity is from December 7, 2016 to December 7, 2017.

Cemig does not have general third-party liability insurance covering accidents, except for its aircraft, and is not seeking proposals for this type of insurance. Additionally, Cemig has not sought proposals for, and does not have current policies for, insurance against events that could affect its facilities, such as earthquakes, floods, systemic failures or business interruption risk. The Company has not suffered significant losses as a result of the above-mentioned risks.

32. COMMITMENTS

Cemig and its subsidiaries have contractual obligations and commitments that include, principally, amortization of loans and financings, contracts with contractors for construction of new projects, and purchase of electricity from Itaipu and other sources, as follows:

	2017	2018	2019	2020	2021	After 2022	Total
Loans and financings	4,837	3,880	1,828	1,794	1,586	1,254	15,179
Purchase of electricity from Itaipu	1,266	1,426	1,578	1,754	1,829	98,574	106,427
Purchase of electricity – auctions	3,010	3,084	3,478	3,667	4,295	101,896	119,430
Purchase of electricity – 'bilateral contracts'	298	314	328	346	361	1,347	2,994
Quotas for Angra 1 and Angra 2	239	251	259	277	284	11,377	12,687
Physical quota guarantees	580	612	640	671	700	28,052	31,255
Transport of electricity from Itaipu	162	232	238	243	226	8,129	9,230
Other electricity purchase contracts	3,736	3,411	2,776	2,887	3,201	30,267	46,278
Purchase of gas for resale	1,006	1,198	1,470	1,817	2,098	0	7,589
Paid concession	3	3	2	2	2	10	22
Debt to pension plan – Forluz	86	91	97	103	109	301	787
Operational leasing contracts	96	91	91	91	91	93	553
Total	**15,319**	**14,593**	**12,785**	**13,652**	**14,782**	**281,300**	**352,431**

33. NON-CASH TRANSACTIONS

In the business years 2016, 2015 and 2014, the Company made the following transactions not involving cash, which are not reflected in the Cash flow statements:

	2016	2015	2014
Transfer from PP&E to Other long-term assets (São Simão plant)	—	223	—
Assets transferred to Aliança Geração de Energia S.A.	—	581	—
Financial charges capitalized	142	159	70

34. SUBSEQUENT EVENTS

Homologation of Annual Generation Revenue (RAG) of *Volta Grande* Hydroelectric Plant

In February 2017 there was a concession expiry date for the Volta Grande plant, and on March 21, 2017, by its Resolution 2208, Aneel homologated the RAG of the Volta Grande Hydroelectric Plant under the 'quotas' regime, for temporary provision of the service of electricity generation by Cemig GT until it is taken over by the concession holder winning the tender for the plant.

Applications to Energy Ministry for opening of administrative proceedings: Concessions of the *Volta Grande, Jaguara, São Simão* and *Miranda* Plants:

In February 2017, Cemig GT reiterated, to the Mining and Energy Ministry ('MME'), its request for extension, for 20 (twenty) years, of concessions of the Jaguara, São Simão and Miranda hydroelectric plants, as specified by Clause 4 of its Concession Contract 007/1997. Subsidiarily, it requested opening of an Administrative Proceeding under Paragraph 1-C of Article 8 of Law 12783/2013, to the benefit of one of the service providing subsidiaries of Cemig GT. The terms of Cemig's request is presente below:

Paragraph 1-C was added to Article 8 of Law 12783, of 2013, by Law 13360, of November 17, 2016, and enables the federal government to grant a concession contract for electricity generation for a period of 30 (thirty) years when there is transfer of control of a legal entity that is already providing this service (in this case, one of the subsidiaries of Cemig GT), and is under direct or indirect control of an individual State, or the Federal District, or the municipality, provided that: I – the tender, which may be by auction or by competitive bidding, is held by the controlling stockholder on or before February 28, 2018; and II – the transfer of control takes place by June 30, 2018.

The subsidiary request is made on the grounds of the spirit of conciliation and cooperation that should govern the relationship between a concession holder and the concession-granting power, and the constant quest, at all times, for alternatives that present the best solution for consumers, for the country and for the stockholders of the Company – who in this case include the people of the state of Minas Gerais. Thus, in the event that the Ministry decides to maintain its position, and if all the court judgments that have determined that Law 12783/2013 should prevail to the detriment of the provisions of the Second Subclause of Clause 4 of Contract CEMIG 007 of 1997 are maintained, Cemig GT has requested, for the benefit of one of its subsidiaries, application of the rule that is now contained in §1-C of Article 8 of Law 12783 of 2013.

We would point out that the presentation of the Subsidiary Request does not result in any waiver by Cemig GT of its right – which is the subject of the legal actions that it currently has in progress against the federal government – to guaranteed extension of the concessions as specified in Clause 4 of Concession Contract 007/1997.

On the same date the Company filed with the MME a response to the formal question as to its interest in remaining as provider of electricity generation service after the ending of the concession period of the *Volta Grande* Hydroelectric Plant, which took place on February 23, 2017. In this response, and adding a request of its own, the Company stated its interest in remaining responsible for the provision of electricity generation service by this hydroelectric plant, and also requested opening of an administrative proceeding for the purposes of §1-C of Article 8 of Law 12783/2013, also to the benefit of one of the service providing subsidiaries of Cemig GT.

Interim Injunction granted on São Simão Plant

The Higher Appeal Court ('STJ') granted an interim injunction to maintain Cemig GT as holder of the concession for the *São Simão* Hydroelectric Plant, in Minas Gerais, on the initial bases of Concession Contract 007/97, until conclusion of judgment in the Company's application for *mandamus* No. 21465, in the STJ.

According to the position report on the STJ website and STJ certificate 1783814, "...the interim injunction applied for by Cemig Geração e Transmissão S.A. is granted, until conclusion of judgment on the current application for *mandamus*, enabling the now applicant to remain in ownership of the concession for the São Simão Plant, on the initial bases of the concession contract, Nº 007/97."

On March 28, 2017, the interim remedy (injunction) given in Application for Mandamus No. 21.465/DF, before the Higher Appeal Court ('STJ'), brought by the Company for annulment of the decision by the Mining and Energy Ministry (MME) which refused, on merits, the request by Cemig GT for extension of the concession period of the São Simão Hydroelectric Plant, in the terms of its concession contract 007/97, was revoked.

Interim injunction in Supreme Court action for Provisional Remedy 3980 on *Jaguara* Plant revoked

The Federal Supreme Court ('STF') refused the order to maintain Cemig GT in possession of the concession for the Jaguara Hydroelectric Plant under the initial terms of Concession Contract 007/97.

The section of the website of the STF that records the current situation of cases stated on March 21, 2017: "the interim remedy previously given has been revoked, with an order that the demand should be sent to the Procurator-general of the Republic, for statement on the case, Mandamus Appeal 34203".

Repeal of interim remedy – *Miranda* plant

On March 29, 2017, the interim remedy (injunction) given in application for mandamus number 23.042/DF, before the Higher Appeal Court (STJ), brought by the Company to annul the decision by the Mining and Energy Ministry (MME) which refused, on merits Cemig GT's request for ratification of the extension of its concession for the *Miranda* Hydroelectric Plant, under its Concession Contract, number 007/97, was revoked.

Disposal of wind farms by Renova

On April 18, 2017 a share purchase agreement was signed for sale of the Alto Sertão II Wind Farm Complex. The parties to the agreement are Cemig's affiliated company Renova Energia S.A. ('Renova'), Renovapar S.A. and AES Tietê Energia S.A., with Nova Energia Holding S.A. as consenting party.

Under the agreement AES undertakes to acquire 100% of the shares of Nova Energia for R$ 600 million. Nova Energia controls the sub-holding company Renova Eólica Participações S.A., which owns 100% of the 15 special-purpose companies which comprise the Alto Sertão II Wind Power Complex.

Completion of the Transaction is subject to certain conditions precedent stated in the Agreement, including approval by government bodies and creditors.

Renova's management emphasizes that the Transaction is aligned to its new Directional Strategy, the goals of which are: (i) restoration of the balance of its capital structure; and (ii) sustainability of the business in the long term.

Changes in the bylaws of Light

On March 28, 2017 the Board of Directors of Light approved convocation of an Extraordinary General Meeting of Shareholders to:

(i) Decide on changes to the bylaws; and

(ii) Consider the possibility of carrying out a primary public offering of shares, with restricted distribution efforts: in Brazil, based on CVM Instruction 476, of January 16, 2009, as amended; and outside Brazil, to qualified institutional investors in the United States, and to investors considered not to be resident or domiciled in the United States, Under Rule 144A and Regulation S of the U.S. Securities Act of 1933, as amended ('the Securities Act'; 'the Offering'), with the possibility of a secondary offer, and possible participation by shareholders of Light.

Light added the following note to its Material Announcement:

"This Material Announcement is not for publication or distribution, directly or indirectly, in the United States, and does not constitute an offer to sell securities in the United States; and the securities mentioned in it have not been and will not be registered under the Securities Act, or any other law referring to securities, and shall not be offered or sold in the United States of America without the due registry of an exemption from registry applicable under the Securities Act. On the date of publication, no public offering is being carried out in Brazil or in the United States.

No security shall be sold in any state or jurisdiction, including Brazil or the United States of America, in which offering, application for or sale of such security is considered illegal before registry or qualification under the securities laws of such state or jurisdiction.

This Material Announcement is for merely informative purposes, and should not under any circumstances be interpreted as, nor constitute, an investment recommendation or an offer for sale, or a bid or offer to purchase, any securities of the Company in Brazil, including shares issued by it."

Payment of debentures by Cemig GT

On February 15, 2017, Cemig GT amortized in full the First Series of its 3rd Debenture Issue, in the amount of R$ 553 (principal, plus interest, calculated up to the date of the actual amortization). The interest on the Second and Third Series of the 3rd Debenture Issue, totaling R$ 76, was paid on the same date. These payments were made from the Company's own funds.

PDVP Programmed Voluntary Retirement Plan (PDVP 2017)

In March 2017, the Company created the 2017 Employee Voluntary Severance Program ('the 2017 PDVP'). Those eligible to take part were any employees who will have worked with Cemig for 25 years or more by December 31, 2017. Employees will be able to accept the 2017 PDVP from April 3 through September 29, 2017. It provides for payment of an additional premium of five monthly salaries to employees who join in April 2017, to leave the Company in May 2017; the premium diminishes progressively depending on the month of acceptance. An employee who accepts the plan in August 2017, for severance in September 2017, will have the right to a premium corresponding to one monthly remuneration. Employees using the plan to leave on or after September 1, 2017, will have no premium. There will also be payment for voluntary retirement: the PDVP offers the much more advantageous severance payments which are specified by law only for the case of dismissal without just cause – including: payment for the period of notice, and especially, an amount equal to the 'penalty' payment of 40% of the Base Value of the employee's FGTS fund, as well as the other payments specified by the legislation.

Due to the variable period for acceptance by the employees, it is not possible to estimate the effect on Cemig's financial statements in 2017.

Authorization for Cemig to exceed financial ratios specified in the bylaws

The Company's bylaws establish certain target levels for debt and investments which the Company's management must obey. However, the Extraordinary General Meeting of Shareholders of March 31, 2017 gave authorization to exceed these indicators, exceptionally for the year 2017, as follows:

	Target in the by-laws	Higher limit authorized by the Meeting
Consolidated debt / Ebitda	2.00	4.44
(Net debt) / (Net debt + Equity)	40.00%	55.00%
(Capex including acquisition of any assets) / Ebitda	40.00%	192.00%

These new limits approved for 2017 must be reviewed at the time of the approval of the budget for 2017 by the Board of Directors, and must again be submitted to the shareholders in a General Meeting.

Amendments to contracts of Gasmig

On February 10, 2017, Gasmig signed amendments 07 and 02 (general rules) to its additional gas supply contract (CSA) with Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, which have changed the expectations of Gasmig's future results. The principal elements of the new gas supply contract, and its consequences in Gasmig's results, are as follows:

- In effect from January 1, 2017, through December 2021.
- Alteration of the Daily Contracted Quantity, and the commitments for daily offtake of gas, adapting to expectations for consumption in the Minas Gerais market until December 2021.
- The Annual Take or Pay commitment will now be on monthly basis, with automatic recovery of the volume of gas paid for and not yet taken.
- Payment by installments of the Take or Pay contract for the year 2015: in up to 36 installments, which may be brought forward.
- Adjustment of the price for acquisition of the gas supplied by Petrobras
- Clauses for programming of more restricted offtake of gas.
- The Take or Pay commitment for annual minimum offtake for the year 2016 will not be calculated/paid.

Arising from the provisions of the previous contract, Gasmig reported R$ 225 in an account line *Advance to supplier – rights to offtake gas*, in Current assets, with counterpart in *Suppliers of gas*, in Current liabilities. This caused a negative impact in the net working capital of Gasmig, which posted a net negative value of R$ 354. With the signature of the new contractual amendment, the annual minimum offtake commitment for the year 2016 was extinguished.

Gasmig and Petrobras further negotiated rescission of the *Distribution Contract to Supply the Nitrogen Fertilizers Unit* (UFN-V), with no financial charge for either side.

Taesa signs concession contracts from Aneel Auction 13/2015 (2nd phase)

On February 10, 2017, Taesa signed the 30-year concession contracts 17/2017 (*Janaúba*), 04/2017 (*Aimorés*), 03/2017 (*Paraguaçú*) and 19/2017 (*ESTE*).

Indemnification of Transmission assets – Injunction relieve by industrial costumers

On April 10, 2017, the Associação Brasileira de Grandes Consumidores Livres, da Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro e da Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silicio Metálico obtained a injunctive relief (*tutela antecipada*) in judicial claims against Aneel and the Federal Government aiming to suspend the effects on their tariffs of the indemnification payment due to energy companies that adered to law 12.783/13.

The injunctive relief (*tutela antecipada*) was partially granted, with its effects related to the suspension of the inclusion in the tariffs charged to the consumers that are members of those associations of the indemnification related to the remuneration of the cost of capital included since the extension of the concessions.

The Company does not expect to incur in losses in realization of transmission indemnification assets. Please refer to note 14 for more detail about the asset and the criteria for update.

Taesa Wins Principal Lot at Aneel Auction 005/2016

On Monday, April 24, 2017, the Columbia Consortium, formed by the companies Taesa and CTEEP, won the Lot 1 in Transmission Auction 5/2016, held by the Brazilian electricity regulator, Aneel. The consortium offered Permitted Annual Revenue (RAP) of R$ 267 million.

The undertaking will require investment of R$ 1.936 billion, and comprises the following 525 kV transmission lines: Guaíra—Sarandi, with 266,3 KM of extension; Foz do Iguaçu—Guaíra, with 173 KM of extension; Londrina—Sarandi, with 75,5 KM of extension. It comprises also 230 kV transmission line Sarandi—Paranavaí Norte, with 85 KM of extension and three substations: (Guaíra, Sarandi e Paranavaí Norte), in the state of Paraná.

The tender specified completion of the works in 60 months, for start of commercial operation in August 2022.

International securities issue by Cemig GT

As per the Material Announcement issued by the Company on April 28, 2017, Cemig GT is preparing a possible international issue of securities. The Board of Directors of Cemig GT has authorized such an issue in the amount of up to US$1 billion, with maturity of 7 years, the proceeds to be used to refinance existing financial obligations. Also, the Board of Directors of Cemig has made the decision to authorize a surety guarantee.

Carrying out of the Issue is subject, among other factors, to the conditions of the Brazilian and international capital markets, and to obtaining of the related approvals; and if the issue is made it will be carried out in accordance with the applicable law and regulations.

This Material Announcement is for information purposes only. It should not under any circumstances be (i) understood as an offer or solicitation of an offer to acquire any securities of the Company or of Cemig GT, including but not limited to such securities as may at any time be issued in the international market by Cemig GT as part of the Issue; nor (ii) interpreted as an investment recommendation. If the Issue takes place, any decision to purchase securities arising from the Issue should be made exclusively on the basis of the information contained in an offering memorandum which will be prepared in relation to the Issue.

The Company will keep the market and its stockholders informed on any developments relating to the Issue in accordance with the applicable regulations.

* * * * * * * * * * * * *

(The original is signed by)

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga
Chief Executive Officer

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga
Deputy CEO

Adézio de Almeida Lima
Chief Finance and Investor Relations Officer

Luís Fernando Paroli Santos
Chief Distribution and Sales Officer

Franklin Moreira Gonçalves
Chief Generation and Transmission Officer

Maura Galuppo Botelho Martins
Chief Officer for Human Relations and Resources

José de Araújo Lins Neto
Chief Corporate Management Officer

Luís Fernando Paroli Santos
Chief Institutional Relations and Communication Officer

Dimas Costa
Chief Trading Officer

César Vaz de Melo Fernandes
Chief Business Development Officer

Raul Lycurgo Leite
Chief Counsel

Leonardo George de Magalhães
Controller
CRC-MG 53.140

Leonardo Felipe Mesquita
Accounting Manager
Accountant – CRC-MG-85.260

Índice Anexo

Anexo Número	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 27 de julho de 2016.
2.1	Segunda Emenda e Consolidação do Contrato de Depósito, datado em 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciados por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Processo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado em 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
2.3	Emenda nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado em 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstrados por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Processo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado em 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário L6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Processo nº 333- 142654)).
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado em 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado em 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.3	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado em 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.4	Terceira Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado em 13 de abril de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados em 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.6	Primeira Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado em 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.7	Segunda Emenda ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado em 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.8	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Processo nº 1-15224)).
4.9	Primeira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
4.10	Segunda Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
4.11	Terceira Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Processo nº 1-15224)).
4.12	Quarta Emenda ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada em 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.13	Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado em 26 de janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Processo nº 1-15224)).
4.14	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 24 de agosto de 2006, entre a CEMIG D e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Processo nº 1-15224)).
4.15	Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datada em 17 de abril de 2007, entre a CEMIG D e o Unibanco — União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Processo nº 1-15224)).
4.16	Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datada em 19 de dezembro de 2007, entre a CEMIG D e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Processo nº 1-15224)).
4.17	Contrato de Compra e Venda de Ações, datado em 23 de abril de 2009, entre a CEMIG GT e a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Processo nº 1-15224)).
4.18	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, datado em 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.19	Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, datado em 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.20	Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, datado em 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Processo nº 1-15224)).
4.21	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.22	Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a TAESA, Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., Abengoa Construção Brasil Ltda., Nordeste Transmissora de Energia S.A., ou NTE e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.23	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada em 3 de março de 2010, firmada entre CEMIG GT e BB Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.23 do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Processo nº 1.15224)).

Anexo Número	Documento
4.24	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a TAESA e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datado de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.25	Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light e Renova, datado em 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).

Anexo Número	Documento
4.26	Sumário em inglês do Contrato de Opção de Compra de Ações firmado entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight, datado em 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.27	Sumário em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado entre Amazônia Energia Participações S.A., Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS LTDA., Contern Construções e Comércio LTDA., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., e J.Malucelli Construtora de Obras S.A. pelas ações na Norte Energia S.A., datado em 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.28	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a CEMIG e o Estado de Minas Gerais, datado em 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.29	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária, datada em 13 de março de 2012, entre CEMIG GT, HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (Processo nº 1-15224)).
4.30	Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da CEMIG D, datado em 19 de março de 2012. (Incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.31	Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da CEMIG GT, datado de 12 de março de 2012.
4.32	Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a CEMIG, CEMIG GT e a TAESA datado em 17 de maio de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.33	Resumo do Contrato de Compra de Ações entre CEMIG Capim Branco Energia S.A., Suzano Papel e Celulose S.A., e Suzano Holding S.A., por intermédio da Comercial Agrícola Paineiras LTDA. ("Paineiras") e Epícares Empreendimentos e Participações LTDA. ("Epícares"), datado em 12 de março de 2013 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.34	Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a CEMIG, datado em 22 de novembro de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Processo nº 1-15224)).
4.35	Quinta Emenda aos Contratos de Concessão n° S 002/1997-DNAEE, 003/1997-DNAEE, 004/1997–DNAEE e 005/1997-DNAEE, datado em 21 de dezembro de 2015, entre a República Federal do Brasil e nós, (Incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 14 de novembro de 2016 (Processo nº 1-15224)).
4.36	Fragmentos dos contratos de concessão de Geração de Energia Elétrica nº 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 entre Ministério de Minas e Energia e a CEMIG GT.
8	Relação de Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 de nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Processo nº 1-15224)).
11	Código de Ética (incorporado por referência ao Item 07 do Formulário 6-K para o mês de setembro de 2016 (Processo nº 1-15224).

Anexo Número	Documento
12.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.
12.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.
13.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.
13.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 16 de maio de 2017.

Exhibit 1

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Below are the original by-laws of Cemig approved by the General Meeting held for formation of the Company, on May 22, 1952, the minutes of which were filed with the Minas Gerais Commercial Board (JUCEMG) on May 27, 1952, under No. 57386, as amended by all the General Meetings of Stockholders held for the purpose of altering the Bylaws, up to and including the most recent Extraordinary General Meeting of Stockholders, opened on June 14, 2016 and concluded on June 17, 2016. The minutes of this most recent meeting were filed with JUCEMG on July 27, 2016, under No. 5804055.

B Y L A W S

CHAPTER I

Name, constitution, objects, head office and duration

Clause 1 Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig, constituted on May 22, 1952 as a corporation with mixed private and public sector stockholdings, is governed by these Bylaws and by the applicable legislation, and its objects are:

- to operate in the various fields of energy, from whatever source, with a view to economic and commercial operation;
- to provide consultancy services within its field of operation to companies in and outside Brazil; and to carry out activities directly or indirectly related to its objects, including the development and commercial operation of telecommunication and information systems, to build, operate and commercially operate systems of generation, transmission, distribution and sale of electricity, and related services;
- to operate in the various fields of energy, from whatever source, with a view to economic and commercial operation; to provide consultancy services, within its field of operation, to companies in and outside Brazil; and
- to carry out activities directly or indirectly related to its objects, including development and commercial operation of telecommunication and information systems.

§1 The activities specified in this Clause may be exercised directly by Cemig or, as intermediary, by companies constituted by it or in which it may hold a majority or minority stockholding interest, upon decision by the Board of Directors, under State Laws 828 of December 14, 1951, 8655 of September 18, 1984, 15290 of August 4, 2004 and 18695 of January 5, 2010.

§2 No subsidiary of Cemig, wholly-owned or otherwise, may take any action which might affect the condition of the State of Minas Gerais as controlling stockholder of the Company, in the terms of the Constitution of the State of Minas Gerais and the legislation from time to time in force.

§3 Since the Company's securities are traded in the special listing segment referred to as Level 1 Corporate Governance of the BM&FBovespa Stock, Commodities and Futures Exchange, the Company, its stockholders, Managers and members of its Audit Board are subject to the provisions of the BM&FBovespa Level 1 Differentiated Corporate Governance Practice Regulations.

Clause 2 The Company shall have its head office and management in Belo Horizonte, capital city of the state of Minas Gerais, Brazil, and may open offices, representations or any other establishments in or outside Brazil, upon authorization by the Executive Board.

Clause 3 The Company shall have indeterminate duration.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

CHAPTER II

Capital and shares

Clause 4 The share capital of the Company is R$ 6,294,208,270.00, (six billion two hundred ninety four million two hundred eight thousand two hundred seventy Reais), represented by:

a) 420,764,708 (four hundred twenty million seven hundred sixty four thousand seven hundred eight) nominal common shares each with nominal value of R$ 5.00; and

b) 838,076,946 (eight hundred thirty eight million seventy six thousand nine hundred forty six) nominal preferred shares, each with nominal value of R$ 5.00

§1 The right to vote shall be reserved exclusively for the common shares, and each common share shall have the right to one vote in decisions of the General Meeting of Stockholders.

Clause 5 The preferred shares shall have right of preference in the event of reimbursement of shares and shall have the right to a minimum annual dividend of the greater of the following amounts:

a) 10% (ten percent) of their nominal value;

b) 3% (three percent) of the value of the stockholders' equity corresponding to the shares.

Clause 6 The common shares and the preferred shares shall have equal rights to distribution of bonuses and stock dividends.

§1 Capitalization of monetary adjustment to the value of the registered capital shall require a decision by the General Meeting of Stockholders, but shall be mandatory when the limit specified in Article 297 of Law 6404 of December 15, 1976 is reached.

Clause 7 In business years in which the Company does not obtain sufficient profit to pay dividends to its stockholders, the State of Minas Gerais shall guarantee to the shares issued by the Company up to August 5, 2004 and held by individual persons a minimum dividend of 6% (six percent) per year, in accordance with Clause 9 of State Law 828 of December 14, 1951, and State Law 15290 of August 4, 2004.

Clause 8 The State of Minas Gerais shall at all times obligatorily be the owner of the majority of the shares carrying the right to vote, and all its capital shall be subscribed in accordance with the legislation from time to time in force. The capital subscribed by other parties, whether individuals or legal entities, shall be paid in as specified by the General Meeting of Stockholders which decides on the subject

§1 The Executive Board may, in order to obey a decision by a General Meeting of Stockholders, suspend the services of transfer and registry of shares, subject to the legislation from time to time in force.

§2 The stockholders shall have the right of preference in subscription of increases of capital and in the issue of the Company's securities, in accordance with the applicable legislation. There shall, however, be no right of preference when the increase in the registered capital is paid with funds arising from tax incentive systems, subject to the terms of §1 of Article 172 of Law 6404 of December 15, 1976.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

CHAPTER III

The General Meeting of Stockholders

Clause 9 The General Meeting of Stockholders shall be held, ordinarily, within the first 4 (four) months of the year, for the purposes specified by law, and extraordinarily whenever necessary, and shall be called with minimum advance notice of 15 (fifteen) days, and the relevant provisions of law shall be obeyed in its convocation, opening and decisions.

§1 Stockholders may be represented in General Meetings of Stockholders in the manner specified in Article 126 of Law 6404, as amended, by showing at the time of the meeting, or by previously depositing at the Company's head office, proof of ownership of the shares, issued by the depositary financial institution, accompanied by the proxy's identity document and a power of attorney with specific powers.

Clause 10 Ordinary or extraordinary General Meetings of Stockholders shall be chaired by a stockholder elected by the Meeting from among those present, who shall choose one or more secretaries.

CHAPTER IV

Management of the Company

Clause 11 The management of the Company shall be exercised by a Board of Directors and an Executive Board.

§1 The structure and composition of the Board of Directors and the Executive Board of the Company shall be identical in the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A., with the following exceptions: only the wholly-owned subsidiary Cemig Distribuição S.A. shall have a Chief Distribution and Sales Officer; and only the wholly-owned subsidiary Cemig Geração e Transmissão S.A. shall have a Chief Generation and Transmission Officer.

§2 Appointments to positions on the Boards of Directors of the Company's subsidiary or affiliated companies, the filling of which is the competency of the Company, shall be made as determined by the Board of Directors.

§3 Positions on the support committees to the Boards of Directors of the subsidiaries and affiliated companies, the filling of which is the competency of the Company, shall be filled by Members of the Boards of Directors of the respective subsidiaries or affiliated companies. The Chief Business Development Officer shall always be appointed as one of the members of such committees, and shall always act in shared activity with the Chief Finance and Investor Relations Officer or any other Chief Officer.

§4 The Board of Directors and the Executive Board, in the management of the company and of the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A., and of the other subsidiaries or affiliates and of the consortia in which those subsidiaries have direct or indirect holdings, shall obey the provisions of the Company's Long-Term Strategic Plan, especially the dividend policy therein contained, as approved by the Board of Directors.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

§5 The Long-Term Strategic Plan shall contain the long-term strategic planning and fundamentals, and the targets, objectives and results to be pursued and attained by the Company and its dividend policy, and shall obey the commitments and requirements specified in § 7 below.

§6 The Long-Term Strategic Plan shall be revised annually by the Executive Board and approved by the Board of Directors and shall be reflected in all the plans, forecasts, activities, strategies, capital expenditure and expenses of the Company and its subsidiaries and affiliates, and the consortia in which it directly or indirectly participates, including the Company's Multi-year Strategic Implementation Plan and the Annual Budget, which shall be approved by the Board of Directors.

§7 In its management of the Company and in the exercise of the right to vote in the wholly-owned subsidiaries, subsidiaries, affiliated companies and consortia, the Board of Directors and the Executive Board shall faithfully obey and comply with the following targets:

a) to keep the Company's consolidated indebtedness equal to or less than 2 (two) times the Company's Ebitda (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization);

b) to keep the consolidated ratio of (Net debt) / (Net debt + Stockholders' equity) to a maximum of 40% (forty per cent);

c) to limit the consolidated balance of funds recorded in Current assets, for the purposes of Clause 30 of these Bylaws or otherwise, to the equivalent of a maximum of 5% (five per cent) of the Company's Ebitda (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization);

d) to limit the consolidated amount of funds spent on capital investment and/or the acquisition of any assets, in each business year, to the equivalent of a maximum of 40% (forty per cent) of the Company's Ebitda (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization);

e) to invest only in distribution, generation and transmission projects that offer real minimum internal rates of return equal to or greater than those specified in the Long-term Strategic Plan, subject to the legal obligations;

f) to limit expenses of the wholly-owned subsidiary Cemig Distribuição S.A. (Cemig D), and of any subsidiary which operates in distribution of electricity, to amounts not greater than the amounts recognized in the tariff adjustments and reviews;

g) to maintain the revenues of the wholly-owned subsidiary Cemig Distribuição S.A. and of any subsidiary which operates in distribution at the amounts recognized in the tariff adjustments and reviews.

§8 The targets specified in §7 above shall be calculated on the consolidated basis, taking into account the Company and its permanent investments in the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A., subsidiaries, affiliated companies and consortia.

§9 The targets established in Sub-clauses 'a', 'b', 'c' and 'd' of §7 above may be exceeded for reasons related to temporarily prevailing conditions, upon justification by grounds and prior specific approval by the Board of Directors, up to the following limits:

a) consolidated indebtedness not to exceed 2.5 (two and a half) times Ebitda (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization);

b) the consolidated ratio of (Net debt) / (Net debt + Stockholders' equity) not to exceed 50% (fifty per cent);

c) the consolidated balance of funds recorded in Current assets, for the purposes of Clause 30 of these Bylaws or otherwise, not to exceed 10% (ten per cent) of Ebitda (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization); and

d) the consolidated amount of funds spent on capital investment and/or the acquisition of any assets not to exceed the equivalent of 65% (sixty five per cent) of Ebitda (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) in the business year 2006, and not to exceed the equivalent of 55% (fifty five per cent) of Ebitda in 2007.

Section I

The Board of Directors

Clause 12 The Company's Board of Directors shall be made up of 15 (fifteen) members and an equal number of substitute members. One of the members shall be its Chairman and another its Vice-Chairman, and all shall be elected for the same concurrent period of office of 2 (two) years, may be dismissed at any time by the General Meeting of Stockholders, and may be reelected

§1 The substitute members shall substitute the respective members of the Board if the latter are absent or impeded from exercising their functions and, in the event of a vacancy, shall do so until the related replacement.

§2 The global or individual amount of the remuneration of the Board of Directors shall be set by the General Meeting of Stockholders, in accordance with the legislation from time to time in force.

§3 The minority stockholders of common shares, and the holders of the preferred shares, both have the right to elect one member of the Board of Directors, in separate votes, in accordance with the legislation.

§4 The Boards of Directors of the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A. shall, obligatorily, be made up of the members and substitute members elected to the Board of Directors of the Company.

§5 The posts of Chairman of the Board of Directors and Chief Executive Officer of the Company may not be held by the same person.

§6 The members of the Board of Directors shall not take office unless they have previously signed the Managers' Consent Undertaking, as specified in the Level 1 Regulations of the BM&FBovespa, and are also compliant with the applicable legal requirements.

Clause 13 In the event of a vacancy on the Board of Directors, the first subsequent General Meeting of Stockholders shall elect a new member, for the period of office which was remaining to the previous member.

§1 In this event, if the previous Board member was elected by a minority, the new member shall be elected by the same minority.

Clause 14 The Board of Directors shall meet ordinarily once a month, to analyze the results of the Company and its subsidiaries and affiliated companies, and to decide on other matters included on the agenda in accordance with its internal regulations. It shall also meet extraordinarily, on convocation by its Chairman, or by its Vice-Chairman, or by one-third of its members, or when requested by the Executive Board.

§1 The meetings of the Board of Directors shall be called by its Chairman or its Vice-Chairman, by written advice sent with 5 (five) business days' notice, containing the agenda to be discussed. Meetings of the Board of Directors called on the basis of urgency may be called by its Chairman without being subject to the above-mentioned period provided that the other members of the Board are unequivocally aware of the convocation.

§2 Decisions of the Board of Directors shall be taken by the majority of the votes of the Board Members present, and in the event of a tie the Chairman shall have the casting vote.

Clause 15 The Chairman of the Board of Directors has the competency to grant leave to the Board's members, and the other members of the Board have the competency to grant leave to the Chairman.

Clause 16 The Chairman and Vice-Chairman of the Board of Directors shall be chosen by the members of that Board, at the first meeting of the Board of Directors that takes place after the election of its members, and the Vice-Chairman shall take the place of the Chairman when the Chairman is absent or impeded from exercising his functions.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

Clause 17 The Board of Directors shall have the following functions and duties:

a) to set the general orientation of the Company's business;

b) to elect or dismiss the Executive Officers of the Company, subject to these Bylaws;

c) to decide, prior to the Company entering into them, on contracts between the Company and any of its stockholders, or any company that controls any such stockholder, or is controlled, individually or jointly, by any such stockholder.

d) to decide, upon a proposal put forward by the Executive Board, on disposal or placement of a charge upon any of the Company's property, plant or equipment, and on the giving by the Company of any guarantee to any third party of which the individual value is greater than or equal to R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais);

e) to decide, upon a proposal put forward by the Executive Board, on the Company's investment projects, signing of contracts and other legal transactions, contracting of loans or financings, or the constitution of any obligations in the name of the Company which, individually or jointly, have value of R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais) or more, including injections of capital into wholly-owned or other subsidiaries or affiliated companies or the consortia in which the Company participates;

f) to call the General Meeting of Stockholders;

g) to monitor and inspect the management by the Executive Board: the Board of Directors may, at any time, examine the books and papers of the Company, and request information on contracts entered into or in the process of being entered into, and on any other administrative facts or acts which it deems to be of interest to it;

h) to give a prior opinion on the report of management and the accounts of the Executive Board of the Company;

i) to choose and to dismiss the Company's auditors, from among companies with international reputation authorized by the Securities Commission (CVM) to audit listed companies;

j) to authorize, upon a proposal by the Executive Board, commencement of administrative tender proceedings, and proceedings for dispensation from or non-requirement of tender, and the corresponding contracts, for amounts of R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais) or more;

k) to authorize, upon a proposal put forward by the Executive Board, filing of legal actions, or administrative proceedings, or entering into court or out-of-court settlements, for amounts of R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais) or more;

l) to authorize the issue of securities, in the domestic or external markets, for the raising of funding, in the form of debentures, promissory notes, medium-term notes and other instruments;

m) to approve the Company's Long-Term Strategic Plan, the Multi-year Strategic Implementation Plan, and the Annual Budget, and alterations and revisions to them;

n) annually, to set the directives and establish the limits, including financial limits, for spending on personnel, including concession of benefits and collective employment agreements, subject to the competency of the General Meeting of Stockholders and the Annual Budget approved;

o) to authorize the exercise of the right of preference and rights under stockholders' agreements or voting agreements in wholly-owned or other subsidiaries, affiliated companies and the consortia in which the Company participates, except in the cases of the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A., for which the General Meeting of Stockholders has the competency for decision on these matters;

p) to approve the declarations of vote in the General Meetings of Stockholders, and the orientations for voting in the meetings of the boards of directors, of the subsidiaries, affiliated companies and the consortia in which the Company participates, when participation in the capital of other companies or consortia is involved, and the decisions must, in any event and not only in matters relating to participation in the capital of other companies or consortia, obey the provisions of these Bylaws, the Long-term Strategic Plan and the Multi-year Strategic Implementation Plan;

q) to approve the constitution of, and participation in the equity of, any company, undertaking or consortium;

r) to approve the institution of committees, in accordance with its Internal Regulations, and each respective committee shall, prior to the decision by the Board of Directors, give its opinion, which shall not be binding: (i) on the matters over which competence is attributed to it by the Internal Regulations; and (ii) in relation to any matter whenever requested by at least 2/3 (two thirds) of the members of the Board of Directors, or the whole number of Members of the Board immediately below the number resulting from that quotient in the event that it is not a whole number;

s) to authorize provisions in the Company's accounts, in amounts of R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais) or more, upon proposal by the Executive Board; and

t) to manage and direct the activities of internal auditing.

§1 The Board of Directors, by specific resolutions, may delegate to the Executive Board the power to authorize entering into contracts for sales of electricity or for provision of distribution or transmission services, in accordance with the legislation.

§2 The financial limits for decision by the Board of Directors shall be adjusted, in January of each year, by the IGP-M (General Market Price) inflation index, published by the Getúlio Vargas Foundation.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

Section II

The Executive Board

Clause 18 The Executive Board shall be made up of the following 11 (eleven) Executive Officers, who may be stockholders, resident in Brazil, elected by the Board of Directors:

Chief Executive Officer;
Deputy Chief Executive Officer;
Chief Finance and Investor Relations Officer;
Chief Corporate Management Officer;
Chief Distribution and Sales Officer;
Chief Trading Officer;
Chief Business Development Officer;
Chief Generation and Transmission Officer;
Chief Officer for Human Relations and Resources:
Chief Counsel; and
Chief Institutional Relations and Communication Officer.

§1 The period of office of the Executive Officers shall be 3 (three) years, and re-election is permitted. The Executive Officers shall remain in their posts until their duly elected successors take office. The members of the Board of Directors shall not take office unless they have previously signed the Managers' Consent Undertaking, as specified in the Level 1 Regulations of the BM&FBovespa, and are also compliant with the applicable legal requirements.

§2 The global or individual amount of the remuneration of the Executive Board, including benefits of any type, shall be set by the General Meeting of Stockholders, in accordance with the legislation from time to time in force.

§3 The Executive Officers shall exercise their positions as full-time occupations in exclusive dedication to the service of the Company. They may at the same time exercise non-remunerated positions in the management of the Company's wholly-owned or other subsidiaries or affiliated companies, at the option of the Board of Directors. They shall, however, obligatorily hold and exercise the corresponding positions in the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A.

§4 Executive Officers who are not employees shall have the right to an annual period of not more than 30 (thirty) days' remunerated leave. This leave may not be accumulated, and its remuneration shall be augmented by one-third of the monthly remuneration currently in effect. This leave shall be granted to them by the Chief Executive Officer; the leave of the Chief Executive Officer shall be granted by the Board of Directors.

Clause 19 In the event of absence, leave, resignation or vacancy of the post of the Chief Executive Officer, this post shall be exercised by the Deputy Chief Executive Officer, for whatever period the absence or leave may last, and, in the case of the post being vacant, or of prevention of its exercise, or of resignation, until the post is filled by the Board of Directors.

§1 In the event of absence, leave, resignation or vacancy of the post of any of the other members of the Executive Board, the Executive Board may, by approval of a majority of its members, attribute the exercise of the respective functions to another Executive Officer, for as long as the period of absence or leave lasts, or, in the event of vacancy, impediment or resignation, until the post is filled by the Board of Directors.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

§2 The Chief Executive Officer or member of the Executive Board elected in the way described in this clause shall hold the position for the time which remains of the period of office of the Executive Officer who is substituted.

Clause 20 The Executive Board shall meet, ordinarily, at least 2 (two) times per month and, extraordinarily, whenever called by the Chief Executive Officer or by 2 (two) Executive Officers with prior notice of at least 2 (two) days, but this notice is not required if all the Executive Officers are present. Unless stated to the contrary in these Bylaws, the decisions of the Executive Board shall be taken by a vote of the majority of its members, and in the event of a tie the Chief Executive Officer shall have a casting vote and the Board of Directors must be advised that the casting vote has been used.

Clause 21 The Executive Board is responsible for the current management of the Company's business, subject to the obligation to obey the Long-Term Strategic Plan, the Multi-year Strategic Implementation Plan and the Annual Budget, prepared and approved in accordance with these Bylaws.

§1 The Company's Multi-year Strategic Implementation Plan shall reflect the Company's Long-Term Strategic Plan and contain the plans and projections for a period of 5 (five) financial years, and must be updated at least once a year, and shall deal in detail with the following subjects, among others:

a) the Company's strategies and actions, including any project related to its objects;

b) new investments and business opportunities, including those of the Company's wholly-owned and other subsidiaries, and affiliated companies, and of the consortia in which it participates;

c) the amounts to be invested or in any other way contributed from the Company's own funds or funds of third parties; and

d) the rates of return and profits to be obtained or generated by the Company.

§2 The Annual Budget shall reflect the Company's Multi-year Strategic Implementation Plan and, consequently, the Long-Term Strategic Plan, and must give details of the operational revenue and expenses, the costs and capital expenditure, the cash flow, the amount to be allocated to the payment of dividends, investments of cash from the Company's own funds or from funds of third parties, and any other data that the Executive Board considers to be necessary.

§3 The Company's Multi-year Strategic Implementation Plan and the Annual Budget shall be prepared and updated annually, by the end of each business year, to be in effect in the following business year. They shall be prepared under the coordination of the Chief Executive Officer and the Chief Finance and Investor Relations Officer, respectively, and, in relation to the affiliates and subsidiaries, jointly with the Chief Business Development Officer, and at all times, in all aspects, with the participation of all the Chief Officer's Departments. The Multi-Year Strategic Implementation Plan and the Annual Budget shall be submitted to examination by the Executive Board and, subsequently, to approval by the Board of Directors.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

§4 The following matters shall require a decision by the Executive Board:

a) approval of the plan of organization of the Company and issuance of the corresponding rules and any changes to them;

b) examination, and submission to the Board of Directors, for approval, of the Company's Multi-year Strategic Implementation Plan, and revisions of it, including timetables, amount and allocation of the capital expenditure specified in it;

c) examination, and submission to the Board of Directors, for approval, of the Annual Budget, which must reflect the Multi-year Strategic Implementation Plan at the time in force, and revisions of it;

d) decision on reallocation of investments or expenditure specified in the Annual Budget which amount, individually or in aggregate, in a single financial year, to less than R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais), with consequent adaptation of the targets approved, obeying the multi-year Strategic Implementation Plan and the Annual Budget;

e) approval of disposal of, or placement of a charge upon, any of the Company's property, plant or equipment, and/or giving of guarantees to third parties, in amounts less than R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais);

f) authorization of the Company's capital expenditure projects, signing of agreements and legal transactions in general, contracting of loans and financings and the creation of any obligation in the name of the Company, based on the Annual Budget approved, which individually or in aggregate have values less than R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais), including injection of capital into wholly-owned or other subsidiaries, affiliated companies, and the consortia in which the Company participates, subject to the provisions of Sub-clause 'o' of Sub-item IV of Clause 22;

g) approval, upon proposal by the Chief Executive Officer, prepared jointly with the Chief Business Development Officer and the Chief Finance and Investor Relations Officer, of the statements of vote in the General Meetings of the wholly-owned and other subsidiaries, affiliated companies and in the consortia in which the Company participates, except in the case of the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A., for which the competency to decide on these matters shall be that of the General Meeting of Stockholders, and decisions must obey the provisions of these Bylaws, the decisions of the Board of Directors, the Long-term Strategic Plan and the Multi-year Strategic Implementation Plan;

h) authorization to open administrative tender proceedings and proceedings for exemption from or non-requirement for tender, and the corresponding contracts, in amounts of R$ 2,800,000.00 (two million eight hundred thousand Reais) or more and less than R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais);

i) authorization to file legal actions and administrative proceedings, and to enter into Court and out-of-court settlements, for amounts less than R$ 14,000,000.00 (fourteen million Reais);

j) authorization of the provisions in the Company's accounts of less than R$ 14,000,000 (fourteen million Reais), upon proposal by the Chief Finance and Investor Relations Officer;

k) approval of the nominations of employees to hold management posts in the Company, upon proposal by the Chief Officer concerned, subject to the provisions of Sub-clause 'h' of Sub-item I of Clause 22;

l) authorization of expenditure on personnel expenses and collective employment agreements, subject to the competency of the General Meeting of Stockholders, the directives and limits approved by the Board of Directors and the Annual Budget approved; and

m) examination of and decision on the contracting of external consultants, when requested by the office of any Chief Officer's Department, subject to the provisions of Clause 17, Sub-clause "j', and Clause 21, §4, Sub-clause 'h'.

§5 Actions necessary for the regular functioning of the Company, entering into contracts, and other legal transactions shall be carried out by the Chief Executive Officer, jointly with one Executive Officer, or by a person holding a valid power of attorney.

§6 Powers of attorney must be granted by the Chief Executive Officer, jointly with one Executive Officer, except for the power described in Sub-clause 'c' of Sub-item I of Clause 22, for which only the signature of the Chief Executive Officer is required.

§7 The financial limits applying to decisions by the Executive Board shall be adjusted, in January of each year, by the IGP-M (General Market Price) inflation index, published by the Getúlio Vargas Foundation.

Clause 22 Subject to the provisions of the previous clauses, the following are the functions and powers attributed to the members of the Executive Board:

I To the Chief Executive Officer:

a) to oversee and direct the work of the Company;

b) to coordinate the preparation, consolidation and implementation of the Company's Multi-year Strategic Implementation Plan: in the case of the affiliated companies and jointly-controlled subsidiaries, jointly with the Chief Business Development Officer; and in both cases with the participation of the other Chief Officers of the Company;

c) to represent the Company in the Courts, on the plaintiff or defendant side;

d) to sign, jointly with one Chief Officer, documents which bind the Company;

e) to present the annual report on the Company's business to the Board of Directors and to the Ordinary General Meeting of Stockholders;

f) to hire and dismiss employees of the Company;

g) to manage and direct the Corporate Executive Office, and activities of strategic planning;

h) to propose to the Executive Board, for approval, jointly with the Chief Officer to whom the employee is linked, nominations for management positions in the Company; and

i) to propose the appointments to positions of Management and positions on the Audit Boards of the wholly-owned subsidiaries, and of Fundação Forluminas de Seguridade Social – Forluz, after hearing the Chief Finance and Investor Relations Officer; and of the Company's subsidiaries and affiliated companies and of the consortia in which the Company participates, after hearing the Chief Business Development Officer, except in the case of the wholly-owned subsidiaries Cemig Distribuição S.A. and Cemig Geração e Transmissão S.A., for which the provisions of §4 of Clause 12 and §3 of Clause 18 of these Bylaws prevail;

II To the Deputy Chief Executive Officer:

a) to substitute the Chief Executive Officer if he is absent, on leave, temporarily impeded from exercising his functions, or has resigned or his post is vacant;

b) to promote improvement of the Company's social responsibility and sustainability policies;

c) to set the policies and guidelines for the environment, technological development, alternative energy sources and technical standardization;

d) to co-ordinate the Company's strategy for operations activity in relation to social responsibility, the environment, technological processes and strategic management of technology;

e) to coordinate the putting in place and maintenance of the Company's quality control systems;

f) to promote implementation of programs for the Company's technological development; and

g) to monitor the management of the plans for compliance with the guidelines for the environment, technology and improvement of quality.

III To the Chief Finance and Investor Relations Officer:

a) to make available the financial resources necessary for the operation and expansion of the Company, in accordance with an Annual Budget, conducting the processes of contracting of loans and financing, and the related services;

b) to coordinate the preparation and consolidation of the Company's Annual Budget: in the case of the affiliated companies and jointly-controlled subsidiaries, jointly with the Chief Business Development Officer; and in both cases with the participation of the other Chief Officers of the Company;

c) to arrange for economic and financial valuation of the Company's capital expenditure investment projects, except those that are the responsibility of the Chief Business Development Officer;

d) to accompany the economic and financial performance of investment projects, according to targets and results approved by the Executive Board and the Board of Directors;

e) to carry out the accounting of, monitor and control the economic-financial transactions of the Company, including those of its wholly-owned and other subsidiaries;

f) to determine the cost of the service and to establish a policy on insurance, as set out in the Company's Multi-year Strategic Implementation Plan;

g) to prepare the short-, medium- and long-term financial programming in detail, as specified in the Company's Multi-year Strategic Implementation Plan and Annual Budget;

h) to control and supervise the Company's share capital, and to propose to the Executive Board, for decision or for submission to the Board of Directors or to the General Meeting of Stockholders, subject to the provisions of these Bylaws, the governance policy in relation to the market, and the dividend policy, of the Company and its subsidiaries, and to suggest the same for the affiliated companies;

i) to coordinate the preparation and negotiation of the tariffs for supply and distribution of electricity, and the revenues from transmission, with the National Electricity Agency, Aneel;

j) to be responsible for the provision of information to the investing public, to the Securities Commission (CVM) and to the Brazilian and international stock exchanges and over-the-counter markets, and the corresponding regulation and inspection entities, and to keep the Company's registrations with these institutions updated;

k) to represent the Company to the CVM, the stock exchanges and other entities of the capital markets;

l) to arrange for the financial management of the Company and of its wholly-owned and other subsidiaries, and affiliated companies, and of the consortia in which the company participates, within the criteria of good corporate governance and making continual efforts for compliance with their business plans, subject to the provisions of these Bylaws;

m) to monitor the economic and financial results of the Company's holdings in the subsidiaries and affiliated companies;

n) to propose to the Executive Board, for approval or submission to the Board of Directors or to the General Meeting of Stockholders, depending on the competency specified in these Bylaws:

   (i) injections of capital into the wholly-owned subsidiaries; and

   (ii) jointly with the Chief Business Development Officer, injections of capital, exercise of the right of preference, and signing of voting agreements, in the subsidiaries, in the affiliated companies and in the consortia in which the Company participates;

o) to take part in all negotiations that involve constitution or alteration of corporate documents of any of the companies in which the Company has any equity holding;

p) to coordinate, jointly with the Chief Business Development Officer, the processes of disposal of stockholding interests held by the Company, subject to the provisions of the legislation and regulations from time to time in force; and

q) to monitor and evaluate the financial performance of the subsidiaries and affiliates, and of the consortia in which the company participates, and to disseminate it within the Executive Board.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

IV To the Chief Corporate Management Officer:

a) to decide, conduct and supervise the Company's telecommunications and information technology policy;

b) to plan, put in place and maintain the Company's telecommunications and information technology systems;

c) to decide policies and rules on support services such as transport, administrative communication, security guarding, and provision of adequate quality in the workplace for the Company's personnel;

d) to provide the Company with infrastructure and administrative support resources and services;

e) to coordinate the policies, processes and means of property security and security guarding approved by the Company;

f) to administer the process of acquisition and disposal of materials, equipment and real estate property, contracting of works and services and construction and inspection of works on buildings;

g) to effect quality control of the material acquired and monitoring of the qualification of contracted service providers;

h) to administer and control the stock of material, and to arrange for separation and recovery of used material, and sales of excess and unusable material, and scrap;

i) to arrange for and implement programs to increase, develop and continually improve suppliers of materials and services of interest to the company, alone or in cooperation with other Chief Officers or development agencies or industry associations, in the ambit of the State of Minas Gerais;

j) to authorize opening of administrative tender proceedings and proceedings for exemption from or non-requirement for tender, and the corresponding contracts, in amounts up to R$ 2,800,000.00 (two million eight hundred thousand Reais);

V To the Chief Distribution and Sales Officer:

a) to make continuous efforts on behalf of the quality of supply of energy to consumers that are directly linked to the Company's distribution system;

b) to prepare the planning of the Company's distribution system;

c) to manage the implementation of the distribution facilities, including preparation and execution of the plan, construction and assembly;

d) to operate and maintain the electricity distribution system and the associated systems of supervision and remote control;

e) to manage the Company's work safety policy within the scope of his/her activities;

f) to propose and implement the policies for service to consumers served by this Chief Officer's Department;

g) to develop programs and actions with captive consumers that have demand lower than 500kW, with a view to the most efficient use of electricity;

h) to establish commercial relationships with and coordinate the sale of electricity and services to captive consumers with demand lower than 500kW;

i) to carry out environmental programs and actions within the scope of this Chief Officer's Department;

j) to represent the Company in the Brazilian Electricity Distributors' Association (Abradee) and with other entities of the distribution sector;

k) to propose policies and guidelines to ensure the physical security of the distribution facilities, and to manage the asset security of these facilities;

l) to seek continuous improvement of the processes of operation and maintenance, through the use of new technologies and methods, aiming to improve the quality and reduce the cost of those activities; and

m) to monitor and evaluate the technical and operational performance of the Company's wholly-owned subsidiaries, and disseminate this information within the Executive Board.

VI To the Chief Generation and Transmission Officer:

a) to make continuous efforts on behalf of the quality of supply of energy to consumers that are directly linked to the Company's transmission system;

b) to prepare the planning of generation and transmission;

c) to operate and maintain the generation and transmission systems and the associated systems of supervision and remote control;

d) to carry out environmental programs and actions within the scope of this Chief Officer's Department;

e) to develop and manage hydro-meteorological activities of interest to the Company;

f) to manage the operations arising from interconnection of the Company's electricity transmission system with those of other companies, and the connection of agents to the Company's basic network;

g) to represent the Company in relations with the National System Operator (ONS), the Brazilian Electricity Generators' Association (Abrage) and other entities representing the sectors of electricity generation and transmission;

h) to manage the Company's laboratories and central workshops;

i) to coordinate and put in place projects for refurbishment, modernization, improvement, reactivation and de-activation in the generation and transmission facilities;

j) to propose and implement measures that aim to ensure the connectivity of the various agents of the electricity sector, linked to the Company's transmission system;

k) to propose and implement the policies and guidelines that aim to ensure the physical security of the generation and transmission facilities, and to manage the industrial safety of those facilities;

l) to manage and promote the Company's work safety policy within the scope of his/her activities;

m) to manage and put in place the undertakings for expansion of generation, transmission and co-generation, arranging for planning, construction and assembly, and ensuring the proper physical and financial performance of those undertakings;

n) to supply technical support to negotiations for making possible the projects for expansion of generation, transmission and co-generation, and to take part in the negotiation of documents of the consortia of entrepreneurs and special-purpose companies; and

o) to monitor and evaluate the technical and operational performance of the Company's wholly-owned subsidiaries, and disseminate this information within the Executive Board.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

VII To the Chief Trading Officer:

a) to carry out research, studies, analyses and projections on the markets of interest to the Company;

b) to coordinate the planning and execution of the purchase of electricity to serve the Company's market and the sale of energy from its own generation sources;

c) to coordinate the purchase and sale of electricity in its different forms and modalities, including importation, exportation and holdings participation in all the segments of markets specialized in energy;

d) to coordinate the provision of services of intermediation of business transactions related to the sale of electricity to any authorized agent;

e) to represent the Company in the Electricity Trading Chamber (CCEE), taking responsibility for the transactions carried out in the ambit of that chamber, and to represent the Company in relations with the other electricity trading entities;

f) to coordinate the establishment of the prices for purchase and sale of electricity, and to propose them to the Executive Board for approval;

g) to establish commercial relations with and coordinate the sale of electricity and services to individual consumers, or groups of consumers, served at voltages of 2.3kV or more and contracted demand of 500kW or more, and also business groups;

h) to identify, measure and manage the risks associated with trading of electricity;

i) to negotiate and manage the commercial transactions involved in transport and connection for any party accessing the distribution system;

j) to negotiate and manage the Contracts for Use of the Transmission System with the National System Operator (ONS) and for connection to the Distribution System with transmission companies;

k) to manage the trading of the Company's carbon credits, in coordination with the Department of the Chief Business Development Officer; and;

l) to monitor and evaluate the technical and operational performance of the Company's wholly-owned subsidiaries, and disseminate this information within the Executive Board.

VIII To the Chief Business Development Officer:

a) to arrange for search, analysis and development of new business of the Company in the areas of electricity generation, transmission and distribution, and oil and gas, and in other activities directly or indirectly related to the Company's objects;

b) to arrange for technical, economic-financial, and environmental feasibility studies of new business for the Company, in coordination with the Chief Officer's Departments related to the business area concerned in each case;

c) to coordinate negotiations and implement partnerships, consortia, specific-purpose companies and other forms of association with public- or private-sector companies necessary for the development of new business, and also the negotiation of contracts and corporate documents of those projects;

d) to coordinate, jointly with the Chief Executive Officer, the preparation and consolidation of the Company's Multi-Year Strategic Implementation Plan; and with the Chief Finance and Investor Relations Officer, of the Annual Budget in relation to the affiliated companies and subsidiaries;

e) to coordinate the participation of the Company in tender proceedings for obtaining grant of concessions in all the areas of its activity;

f) to seek, coordinate, evaluate and structure the opportunities for acquisition of new assets in all the sectors and activities directly or indirectly related to the company's Objects;

g) to coordinate the Company's participation in auctions for new business held by any person or legal entity, under public or private law, including regulatory agencies;

h) to arrange the search for and analysis of business opportunities related to the use of carbon credits, within the ambit of the Company;

i) to prepare the planning of and the Capital Expenditure Programs for new business in all the sectors and activities directly or indirectly related to the Company's objects;

j) to represent the Company in relations with the entities for planning of expansion of the electricity sector in its areas of operation;

k) to accompany Brazil's energy planning, within the Company;

l) to propose to the Executive Board, for approval or submission to the Board of Directors, assumptions for new investments to be made by the Company (IRR, payback, cost of capital, and any other indicators of risk/return that may be necessary);

m) to propose, jointly with the Chief Finance and Investor Relations Officer, to the Executive Board, for approval or for submission to the Board of Directors or to the General Meeting of Stockholders, depending on the competency specified in these Bylaws, matters relating to injections of capital, exercise of the right of preference and making of voting agreements in the subsidiaries and affiliates and in the consortia in which the company participates;

n) to coordinate, within the ambit of the Company, negotiations that involve constitution and alteration of stockholding documents of the subsidiaries and affiliates, and of the consortia in which the Company participates;

o) to monitor and supervise the management and development of the subsidiaries and affiliates, within the criteria of good governance and making efforts at all times for compliance with their business plans, subject to the provisions of these Bylaws;

p) to coordinate, jointly with the Chief Finance and Investor Relations Officer, processes of disposal of equity interests held by the Company, subject to the provisions of the legislation and regulations from time to time in force;

q) to monitor and evaluate the technical-operational performance of the subsidiaries and affiliates and of the consortia in which the company participates, and to disseminate it within the Executive Board;

r) to represent the Company, in the terms of §3 of Clause 11 of these Bylaws, in the support committees to the Boards of Directors of its subsidiaries and affiliates;

s) to coordinate matters relating to new business and the management of the equity holdings of the Company and of its subsidiaries and affiliates, and of its interests in the consortia in which the company participates, in interaction with the Offices of the other Chief Officers of the Company;

t) to coordinate, in the name of the Company and its wholly-owned and other subsidiaries, all the activities related to exploration, acquisition, storage, transport, distribution and sale of oil and gas and/or sub-products or by-products, directly or through third parties;

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

u) to propose to the Executive Board guidelines and general rules and plans for operation, prospecting, exploration, acquisition, storage, transport, distribution and sale of activities of the oil and gas business;

v) to carry out research, analyses and studies of investments and new technologies related to oil and gas and studies and development of business in that sector;

w) to develop a structure of rules and standardization for projects in the field of oil and gas;

x) to consolidate the management of the work safety policies of Gasmig and of other specific-purpose companies, in the ambit of the oil and gas activities;

y) to carry out research, studies, analyses and forecasts of the markets of interest to the Company in the ambit of the oil and gas activities; and

z) to represent the Company in the various entities that bring together the companies of the oil and gas sector.

IX To the Chief Officer for Human Relations and Resources:

a) to ensure the provision of appropriate personnel to the Company;

b) to decide the Company's human resources policy and to orient and promote its application;

c) to coordinate the policies, processes and means of work safety approved by the Company;

d) to orient and conduct the activities related to organizational studies and their documentation;

e) to carry out the negotiations of collective work agreements, in accordance with the guidelines and limits approved by the Board of Directors, submitting the proposals negotiated for approval by the Executive Board;

f) to propose to the Chief Executive Officer, for submission to the Executive Board for approval, from among the employees of the Company and of the other companies involved in the negotiations, appointments of employees to the Union Negotiation Committee, and also the appointment of its coordinator; and

g) to present to the Executive Board the assessments received from a leadership succession development program, put in place by the Company, for the purpose of giving the Executive Board input for its decisions on appointments of employees to management posts.

X To the Chief Counsel:

a) to coordinate the legal activities of the Company, and of its wholly-owned and other subsidiaries, in accordance with Article 116, Sub-clauses 'a' and 'b', of Law 6404/1976, comprising:

- organization and supervision of the legal services of the companies in the areas of litigation and consultation, in all the areas of law;
- establishment of directive guidelines, issuance of legal orientations and preventive activity in legal matters in the interests of the Companies;
- adoption of measures aiming for integration and synergy of the legal areas of the Companies;
- promotion of the defense of the interests of the companies in the Courts and in the administrative sphere; and
- decision on strategies in law and in case procedure to be adopted by the companies;

b) to support the other areas of the Company, and of its wholly-owned and other subsidiaries, in accordance with Article 116, Sub-clauses 'a' and 'b', of Law 6404/1976, in legal and juridical matters;

c) to propose and implement the directive guidelines for contracting of external legal services, coordinating and supervising their execution; and

d) to coordinate the information relating to the Company's legal actions, proceedings in the administrative sphere and legal consultancy services; and of those of the Company's wholly-owned and other subsidiaries, in accordance with Article 116, Sub-clauses 'a' and 'b', of Law 6404/1976; and periodically or when requested, to inform the Executive Board and the Board of Directors on the strategy adopted in terms of proceedings and law, and the progress and development of such proceedings.

XI To the Chief Institutional Relations and Communication Officer:

a) to coordinate the representation of the Company and of its wholly-owned subsidiaries within the scope of its regulatory attributions in relations with the regulatory agencies, the Mining and Energy Ministry, and forums and associations of the sector;

b) to coordinate the institutional relationships of the Company and of its wholly-owned subsidiaries, including the principal forums of legislation and development of public policies associated with the electricity sector;

c) to coordinate the processes of inspection, and notices, originating from the regulatory agencies related to the Company and its wholly-owned subsidiaries, jointly with the Chief Officer's Departments involved;

d) to coordinate, based on the Company's Strategic Planning, the disclosure of institutional and corporate information about the Company and its wholly-owned subsidiaries;

e) to coordinate the accompaniment of proposals for legislation and regulations, and also the statements of position of the Company and its wholly-owned subsidiaries, jointly with the Chief Officer's Departments involved;

f) to coordinate analysis and arrangements made for preparation of regulatory scenarios, ensuring that the impacts on the business of the Company's wholly-owned subsidiaries are evaluated, to provide supporting input for the Company's corporate strategic planning;

g) to coordinate and align the corporate communication actions of the Company and of its wholly-owned subsidiaries to preserve the Company's culture and values in relations with stockholders, employees, communities, clients, suppliers, government and opinion-formers, also ensuring alignment with the Company's Strategic Plan;

h) to coordinate the corporate communication efforts and actions of the Company and of its wholly-owned subsidiaries, aiming to maintain and strengthen the brand and sustain the addition of value in the relationships with the Company's significant publics in such a way as to ensure a strong and positive reputation;

i) to coordinate actions on defining and implementing the use of the brands of the Company and of its wholly-owned subsidiaries, to guarantee the value and strengthening of the Company;

j) to coordinate actions relating to preservation of the Memory Project of the Company and of its wholly-owned subsidiaries, making continuous efforts on behalf of the physical collections of the Company and of its wholly-owned subsidiaries;

k) to coordinate the monitoring, control and disclosure of institutional and corporate information;

l) to coordinate, in accordance with the directives established by the Board of Directors, the use of funds for cultural projects, especially those of social responsibility, with funds under incentive laws;

m) to coordinate the disclosure of programs for energy efficiency and other programs directed to needy communities; and

n) to carry out the function and activities of the Company's Ombudsman.

§1 The competencies of representation before technical and administrative bodies and associations granted to the Chief Officers under this clause do not exclude the Chief Executive Officer's competency of representation, nor the need for obedience to the provisions in these Bylaws in relation to prior obtaining of authorizations from the management bodies to contract obligations in the name of the Company.

§2 The competencies to enter into contracts and other legal transactions and for constitution of any obligation in the name of the Company given to the Chief Officers under this Clause do not exclude the competency of the Executive Board and of the Board of Directors, as the case may be, nor the need for obedience to the provisions in these Bylaws in relation to the financial limits and to prior obtaining of authorizations from the management bodies, when required.

§3 As well as the exercise of the attributions set for them in these Bylaws, each Chief Officer's Department has the competency to ensure the cooperation, assistance and support of the other Chief Officer's Departments in the areas of their respective competencies, with the aim of success for the Company in its greater objectives and interests.

§4 The projects developed by the Company in the area of the Office of the Chief Business Development Officer, once structured and constituted, must be assumed by the respective Chief Officer's Departments, which shall be responsible for their construction, execution, operation and sales activity, as specified in these Bylaws.

§5 It is the competency of each Chief Officer, within the area of his/her activity, to arrange for the actions necessary for compliance with and effective implementation of the work safety policies approved by the Company.

§6 The financial limit set by Sub-clause 'o' of Item IV of this clause shall be adjusted, in January of each year, by the IGP-M (General Market Price) inflation index, produced by the Getúlio Vargas Foundation.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

CHAPTER V

The Audit Board

Clause 23 The Company's Audit Board shall function permanently and shall be made up of between 3 (three) and 5 (five) members and their respective substitute members, who shall be elected annually, on the occasion of the General Meeting of Stockholders, and may be re-elected.

§1 The Audit Board shall elect its Chairman from among its members, and the Chairman shall call and chair the meetings.

Clause 24 In the event of resignation, death or impediment, a member of the Audit Board shall be replaced by his or her respective substitute, until the new member is elected, and such member shall be chosen by the same party that appointed the substitute.

Clause 25 The responsibilities and powers of the Audit Board are those set by the Corporate Law, and also, to the extent that they do not conflict with Brazilian legislation, those required by the laws of the country in which the Company's shares are listed and traded, in accordance with its Regulations;

Clause 26 The remuneration of the members of the Audit Board shall be set by the General Meeting of Stockholders which elects it, in accordance with the legislation from time to time in force.

CHAPTER VI

The business year

Clause 27 The business year shall coincide with the calendar year, closing on 31 December of each year, when the Financial Statements shall be prepared, in accordance with the relevant legislation. Financial statements for periods of six months or interim statements for shorter periods may be prepared.

Clause 28 Before any sharing of the profit, there shall be deducted from the result for the business year, in this order: retained losses, the provision for income tax, the Social Contribution tax on Net Profit and the profit shares of employees and managers.

§1 The net profit ascertained in each business year shall be allocated as follows:

a) 5% (five per cent) to the legal reserve, up to the maximum limit specified by law;

b) 50% (fifty per cent) distributed as mandatory dividend to the stockholders of the Company, subject to the other terms of these Bylaws and the applicable legislation; and

c) the balance, after the retention specified in a capital expenditure and/or investment budget prepared by the Company's management, in compliance with the Company's Long-Term Strategic Plan and the dividend policy contained therein and duly approved, shall be applied in the constitution of a profit reserve for the purpose of distribution of extraordinary dividends, in accordance with Clause 30 of these Bylaws, up to the maximum limit specified by Clause 199 of the Corporate Law.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

Clause 29 The dividends shall be distributed in the following order:

a) the minimum annual dividend guaranteed to the preferred shares;

b) the dividend for the common shares, up to a percentage equal to that guaranteed to the preferred shares.

§1 Once the dividends specified in Sub-clauses ‘a’ and ‘b’ of the head paragraph of this clause have been distributed, the preferred shares shall have equality of rights with the common shares in any distribution of additional dividends.

§2 The Board of Directors may declare interim dividends, in the form of interest on equity, to be paid from retained earnings, profit reserves or profits ascertained in six-monthly or interim financial statements.

§3 The amounts paid or credited as Interest on Equity, in accordance with the relevant legislation, shall be imputed as on account of the amounts of the mandatory dividend or of the dividend payable under the Bylaws to the preferred shares, being for all purposes of law a part of the amount of the dividends distributed by the Company.

Clause 30 Without prejudice to the mandatory dividend, every two years, starting from the business year 2005, or more frequently if the Company’s availability of cash so permits, the Company shall use the profit reserve specified in Sub-clause ‘c’ of Clause 28 of these Bylaws for the distribution of extraordinary dividends, up to the limit of cash available, as determined by the Board of Directors, in obedience to the Company’s Long-Term Strategic Plan and the Dividend Policy contained therein.

Clause 31 The dividends declared, mandatory or extraordinary, shall be paid in 2 (two) equal installments, the first by June 30 and the second by December 30 of each year, and the Executive Board shall decide the location and processes of payment, subject to these periods.

§1 Dividends not claimed within a period of 3 (three) years from the date on which they are placed at the disposal of the stockholder shall revert to the benefit of the Company.

Clause 32 The employees have the right to a share in the profits or results of the Company, upon criteria authorized by the Executive Board based on the guidelines approved by the Board of Directors and limits established by the General Meeting of Stockholders, in accordance with the specific legislation.

Clause 33 It is the competency of the General Meeting of Stockholders to set, annually, the limits to sharing by the managers in the profits of the Company, subject to the provisions of §1 of Article 190 of Law 6404 of December 15, 1976.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

CHAPTER VII

Liability of Management

Clause 34 Members of the Company's management are liable to the Company and to third parties for the actions which they take in the exercise of their functions, as specified by the law and by these Bylaws.

Clause 35 The Company guarantees defense of members of the Board of Directors, the Audit Board and the Executive Board in Court and/or administrative proceedings, on the plaintiff or defendant side, during or after their periods of office, occasioned by events or acts related to the exercise of their specific functions which do not violate the provisions of law or of these Bylaws.

§1 The guarantee given in the head paragraph of this clause also extends to employees who legally carry out actions by delegation from members of the Company's Management.

§2 The Company may contract third-party liability insurance to cover the expenses of proceedings, fees of counsel and indemnities arising from the legal or administrative proceedings referred to in the head paragraph of this Clause, upon decision by the Board of Directors.

§3 Any member of the Board of Directors or the Audit Board, or any Chief Officer or employee, against whom a court judgment subject to no further appeal is given must reimburse the Company all the costs, expenses and losses caused to it.

As amended by the EGM opened on June 14, 2016 and completed on June 17, 2016.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 10/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 10/2016-MME-UHE ITUTINGA.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the *Itutinga* Hydroelectric Plant with installed generation capacity of 52 MW, on the Rio Grande River, in the State of Minas Gerais.

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 147,661,916.25 (one hundred forty seven million six hundred sixty one thousand nine hundred sixteen Reais and twenty five centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 11/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 11/2016-MME-UHE CAMARGOS.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the *Camargos* Hydroelectric Plant with installed generation capacity of 46.0 MW, on the Rio Grande River, in the State of Minas Gerais.

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 110,746,437.19 (one hundred ten million seven hundred forty six thousand four hundred thirty seven Reais and nineteen centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 12/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 12/2016-MME-UHE CORONEL DOMICIANO.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the *Coronel Domiciano* Hydroelectric Plant with installed generation capacity of 5.04 MW, on the Fumaça River, in the State of Minas Gerais.

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 18,932,367.12 (eighteen million nine hundred thirty two thousand three hundred sixty seven Reais and twelve centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 13/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 13/2016-MME-UHE PCHs MARMELOS, JOASAL, PIAU and PACIÊNCIA.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the following Hydroelectric Plants:

Plant	Installed capacity (MW)	River	State
Marmelos	4	Paraibuna	Minas Gerais
Joasal	8.4	Paraibuna	Minas Gerais
Paciência	4.08	Paraibuna	Minas Gerais
Piau	18.012	Piau	Minas Gerais

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 125,670,838.00 (one hundred twenty five million six hundred seventy thousand eight hundred thirty eight Reais) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 8/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 08/2016-MME-UHE TRÊS MARIAS.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the *Três Marias* Hydroelectric Plant with installed generation capacity of 396 MW, on the São Francisco River, in the State of Minas Gerais.

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 1,260,399,928.03 (one billion two hundred sixty million three hundred ninety nine thousand nine hundred twenty eight Reais and three centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

(Page 124)

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 9/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 09/2016-MME-UHE SALTO GRANDE.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the *Salto Grande* Hydroelectric Plant with installed generation capacity of 102 MW, on the Santo Antônio and Guanhães Rivers, in the State of Minas Gerais.

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 395,522,989.97 (three hundred ninety five million five hundred twenty two thousand nine hundred eighty nine Reais and ninety seven centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 14/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 13/2016-MME-PCHs DONA RITA, SINCERIDADE, NEBLINA E ERVÁLIA.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the following Hydroelectric Plants:

Plant	Installed capacity (MW)	River	State
Dona Rita	2.408	Tanque	Minas Gerais
Sinceridade	1.416	Manhuaçu	Minas Gerais
Neblina	6.468	Manhuaçu	Minas Gerais
Ervália	6.97	Bagres	Minas Gerais

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 47,831,913.58 (forty seven million eight hundred thirty one thousand nine hundred thirteen Reais and fifty eight centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 15/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 15/2016-MME-PCH TRONQUEIRAS E UHE PETI.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the following Hydroelectric Plants:

Plant	Installed capacity (MW)	River	State
Tronqueiras	8.5	Tronqueiras	Minas Gerais
Peti	9.4	Santa Barbara	Minas Gerais

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 50,468,733.52 (fifty million four hundred sixty eight thousand seven hundred thirty three Reais and fifty two centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

EXCERPT FROM CONCESSION CONTRACT Nº. 16/2016

TYPE: Concession Contract for provision of electricity generation services under the regime of allocation of physical offtake quota guarantees, made between the Mining and Energy Ministry (MME) and Cemig Geração e Transmissão S.A.

CONTRACT Nº. 16/2016-MME-PCHs CAJURU, UHE GAFANHOTO E PCH MARTINS.

PARTIES: Grantor: Mining and Energy Ministry (MME), CNPJ Nº. 37.115.383/0001-53; Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., CNPJ Nº. 06.981.176/0001-58.

OBJECT: Concession Contract for provision of electricity generation service under the regime of physical power level guarantee quotas, by commercial operation of the following Hydroelectric Plants:

Plant	Installed capacity (MW)	River	State
Gafanhoto	14.0	Pará	Minas Gerais
Cajuru	7.2	Pará	Minas Gerais
Martins	7.7	Uberabinha	

PAYMENT OF CONCESSION GRANT FEE: In two parts, totaling R$ 59,117,502.90 (fifty nine million one hundred seventeen thousand five hundred two Reais and ninety centavos) as follows: (a) sixty five per cent of the total at sight, simultaneously with signature of the concession contract; and (b) thirty five per cent of the amount in up to one hundred eighty calendar days from the date of signature of the contract, updated in monetary terms by the variation of the Selic rate (the rate of the Special Settlement and Custody System), from the date of payment of the amount in item (a) up to the date of payment.

SIGNATORIES: For the Grantor: Luiz Eduardo Barata Ferreira, acting Mining and Energy Minister. For the Concession Holder: Cemig Geração e Transmissão S.A., Franklin Moreira Gonçalves, Procurator, and Cornelio Antonio Pereira, Procurator.

PERIOD OF VALIDITY: Thirty years as from 180 days after signature.

DATE OF SIGNATURE: January 5, 2016.

WITNESSES: Raul Lycurgo Leite, CPF: 658.219.551-49, and Moacir Carlos Betrol, CPF: 171.720.479-15.

LEGAL BASIS: Law 12783/2013.

CASE Nº. 48500.002243/2015-62.

Anexo 12.1

ATESTADO

Eu, Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga, atesto que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG, seguindo o Formulário 20-F;

2. Conforme meu entendimento, este relatório não contém nenhuma declaração inverídica relativa a qualquer fato de relevância, nem omite a declaração de qualquer fato de relevância que seja necessário para garantir que as declarações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais tais declarações foram emitidas, não sejam enganosas com respeito ao período coberto por este relatório;

3. Conforme meu entendimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas neste relatório, representam justamente, sob todos os aspectos relevantes, a condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa da empresa em e para os períodos apresentados neste relatório;

4. Os outros administradores declarantes da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de divulgação de informação (conforme definido nas Regras 13a-15(e) e 15d-15(e) do Decreto de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) e controles internos sobre a preparação das demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a-15(f) e 15d-15(f)) para a Companhia, e declaramos ter:

   a. formulado tais controles e procedimentos de divulgação de informações, ou ter supervisionado a formulação dos mesmos, para assegurar que as informações relevantes relacionadas à empresa, incluindo suas subsidiárias consolidadas, nos sejam repassadas por outros nessas entidades, especialmente durante o período para o qual este relatório está sendo preparado;

   b. elaboramos tais controles internos sobre demonstrações financeiras, ou causado esses controles internos sobre a preparação dos relatórios financeiros a serem criados sob nossa supervisão, de tal forma a proporcionar segurança em relação à confiabilidade das demonstrações financeiras e sobre a preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;

   c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação de informações da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia desses controles e procedimentos de divulgação de informações, no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e

   d. apresentamos neste relatório toda e qualquer mudança no controle interno da empresa sobre relatórios financeiros que tenha ocorrido durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de forma significativa, ou tenha uma probabilidade razoável de afetar, o controle interno da empresa sobre relatórios financeiros; e

5. O outro diretor declarante da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa avaliação mais recente de controle interno sobre relatórios financeiros, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria dos Conselheiros da Companhia (ou às pessoas desempenhando funções equivalentes):

   a. todas as deficiências significativas e problemas relevantes no desenvolvimento ou operação dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e

   b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros colaboradores que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga

Nome: Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga

Cargo:

.... Diretor-Presidente

Data: 16 de maio de 2017

Anexo 12.2

ATESTADO

Eu, Adézio de Almeida Lima, atesto que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG, seguindo o Formulário 20-F;

2. Conforme meu entendimento, este relatório não contém nenhuma declaração inverídica relativa a qualquer fato de relevância, nem omite a declaração de qualquer fato de relevância que seja necessário para garantir que as declarações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais tais declarações foram emitidas, não sejam enganosas com respeito ao período coberto por este relatório;

3. Conforme meu entendimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas neste relatório, representam justamente, sob todos os aspectos relevantes, a condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa da empresa em e para os períodos apresentados neste relatório;

4. Os outros administradores declarantes da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de divulgação de informação (conforme definido nas Regras 13a-15(e) e 15d-15(e) do Decreto de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) e controles internos sobre a preparação das demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a-15(f) e 15d-15(f)) para a Companhia, e declaramos ter:

    a. formulado tais controles e procedimentos de divulgação de informações, ou ter supervisionado a formulação dos mesmos, para assegurar que as informações relevantes relacionadas à empresa, incluindo suas subsidiárias consolidadas, nos sejam repassadas por outros nessas entidades, especialmente durante o período para o qual este relatório está sendo preparado;

    b. elaboramos tais controles internos sobre demonstrações financeiras, ou causado esses controles internos sobre a preparação dos relatórios financeiros a serem criados sob nossa supervisão, de tal forma a proporcionar segurança em relação à confiabilidade das demonstrações financeiras e sobre a preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;

    c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação de informações da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia desses controles e procedimentos de divulgação de informações, no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e

    d. apresentamos neste relatório toda e qualquer mudança no controle interno da empresa sobre relatórios financeiros que tenha ocorrido durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de forma significativa, ou tenha uma probabilidade razoável de afetar, o controle interno da empresa sobre relatórios financeiros; e

5. O outro diretor declarante da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa avaliação mais recente de controle interno sobre relatórios financeiros, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria dos Conselheiros da Companhia (ou às pessoas desempenhando funções equivalentes):

    a. todas as deficiências significativas e problemas relevantes no desenvolvimento ou operação dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e

    b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros colaboradores que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Adézio de Almeida Lima

Nome: Adézio de Almeida Lima
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com .... Investidores

Data: 16 de maio de 2017

Anexo 13.1

CERTIFICADO NOS TERMOS DO CAPÍTULO 18 DO U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002

Em relação ao Relatório Anual do Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais, ou CEMIG (a "Companhia"), referente ao ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2016, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Comission*) na data de assinatura deste documento (o "Relatório"), eu, **Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga,** Diretor-Presidente da Companhia, atesto, conforme o Artigo 1350 do capítulo 18 do USC, como adotada em conformidade com o Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley, de 2002, até o limite do meu conhecimento:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários (U.S. Securities Exchange Act) de 1934; e

(2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

Por: **Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga**
Nome: Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga
Cargo: Diretor-Presidente

Datado em: 16 de maio de 2017

Anexo 13.2

CERTIFICADO NOS TERMOS DO CAPÍTULO 18 DO U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI SARBANES-OXLEY DE 2002

Em relação ao Relatório Anual do Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais, ou CEMIG (a "Companhia"), referente ao ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2016, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Comission*) na data de assinatura deste documento (o "Relatório"), eu, **Adézio de Almeida Lima,** Diretor de Finanças e Relações com Investidores da Companhia, atesto, conforme o Artigo 1350 do capítulo 18 do USC, como adotada em conformidade com o Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley, de 2002, até o limite do meu conhecimento:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários (U.S. Securities Exchange Act) de 1934; e

(2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

Por: **Adézio de Almeida Lima**
Nome: Adézio de Almeida Lima
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Datado em: 16 de maio de 2017