
**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 DE 1934**

ou

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

Para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2017

ou

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

ou

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

Ações Preferenciais, valor nominal de R\$ 5,00
American Depositary Shares, cada qual
representativa de 1 Ação Preferencial, sem valor nominal
Ações Ordinárias, valor nominal de R\$ 5,00
American Depositary Shares, cada qual
representativa de 1 Ação Ordinária, sem valor nominal

Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:

Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Bolsa de Valores de Nova Iorque

Bolsa de Valores de Nova York*
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 2017 era:

487.614.213 Ações Ordinárias
971.138.388 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”) ☐

Outro ☐

emitidas pelo Conselho de Normas Contábeis Internacionais
 (“IASB”) ☒

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 X 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	106
Item 5.	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	106
Item 6.	Conselheiros, Diretores e Funcionários	143
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	155
Item 8.	Informações Financeiras	159
Item 9.	Oferta e Listagem	169
Item 10.	Informações Adicionais	174
Item 11.	Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado	192
Item 12.	Descrição de Outros Títulos de Participação	195

PARTE II

Item 13.	Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora	197
Item 14.	Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários	197
Item 15.	Controles e Procedimentos	197
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	202
Item 16B.	Código de Ética	202
Item 16C.	Principais Honorários e Serviços dos Auditores	202
Item 16D.	Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria	203
Item 16E.	Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados	203
Item 16F.	Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente	203
Item 16G.	Governança Corporativa	204
Item 16H.	Informações sobre Segurança Minerária	205
Item 17.	Demonstrações Financeiras	205
Item 18.	Demonstrações Financeiras	205
Item 19.	Anexos	207

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 (“IASB”). Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços patrimoniais consolidados referentes a 31 de dezembro de 2017 e de 2016, 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 2017, de 2016 e de 2015, em reais, todas em conformidade com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB.

A Ernst & Young Auditores Independentes S.S. (“EY”) auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2017. A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (“Deloitte Touche Tohmatsu”) auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2016 e 2015; as auditorias EY e Deloitte Touche Tohmatsu não auditaram as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 da Madeira Energia S.A. e Norte Energia S.A. que são investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. As demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. e da Norte Energia S.A. foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, os relatórios relacionados às demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 e às demonstrações financeiras da Norte Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015, foram apresentados à EY e à Deloitte Touche Tohmatsu e constituem o único fundamento para a opinião da EY e da Deloitte Touche Tohmatsu sobre as demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. e da Norte Energia S.A.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares norte-americanos a taxas especificadas tão somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares norte-americanos foram convertidos a partir de *reais* à taxa de câmbio de R\$ 3,3121 para US\$ 1,00, certificada, para fins alfandegários, pelo Banco Central dos EUA, em 29 de dezembro de 2017. Veja o “Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio” para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares norte-americanos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares norte-americanos, 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 2017 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“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”.

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, ao uso de energia, 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 as renovar;
- nossa habilidade para integrar as operações das companhias que adquirimos e que podemos vir a adquirir ou a se fundir em nossas operações;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia pelo cliente;
- condições competitivas nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia no Brasil;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia 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 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 Seleccionadas

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas seleccionadas 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 seleccionadas de 31 de dezembro de 2017 e de 2016, e referentes a cada um dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e de 2015, preparadas de acordo com o IFRS, foram resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. 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 norte-americanos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R\$ 3,3121 por US\$ 1,00, a taxa de câmbio em 29 de dezembro de 2017. No passado, o real sofreu alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares norte-americanos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares norte-americanos à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. As informações financeiras consolidadas seleccionadas de 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 e para cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 foram extraídas de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas não incluídas neste relatório anual no Formulário 20-F.

Demonstração Consolidada do Resultado

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2017	2017	2016	2015	2014	2013
	(em milhões de US\$) (1)	(em milhões de R\$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)				
Receita Operacional Líquida						
Vendas de energia para clientes finais	6.171	20.438	20.458	20.319	14.922	12.597
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	985	3.263	2.972	2.207	2.310	2.144
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da ‘Parcela A’) e outros componentes financeiros	298	988	(1.455)	1.704	1.107	—
Receita de uso da rede de distribuição de energia (TUSD)	486	1.611	1.705	1.465	855	1.008
Receita de Concessão da Transmissão	112	371	312	261	557	404
Receita de Indenização de Transmissão	113	373	751	101	420	21
Receita de indenização de geração	82	272	—	—	—	—
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	3	9	8	576	55	—
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	96	317	300	—	—	—
Receita de construção	338	1.119	1.193	1.252	941	975
Transações de Energia na CCEE	260	860	161	2.425	2.348	1.193
Fornecimento de Gás	531	1.759	1.444	1.667	422	—
Outras Receitas Operacionais	448	1.483	1.421	1.440	1.284	1.047

Exercício findo em 31 de dezembro de						
	2017	2017	2016	2015	2014	2013
	(em milhões de US\$) (1)	(em milhões de R\$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)				
Impostos e Encargos incidentes sobre a receita .	(3.367)	(11.151)	(10.497)	(11.549)	(5.626)	(4.762)
Total das receitas operacionais líquidas.....	6.556	21.712	18.773	21.868	19.595	14.627
Custos e despesas operacionais						
Energia comprada para revenda	(3.297)	(10.919)	(8.273)	(9.542)	(7.428)	(5.207)
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão.....	(354)	(1.174)	(947)	(999)	(744)	(575)
Depreciação e Amortização	(257)	(850)	(834)	(835)	(801)	(824)
Pessoal	(491)	(1.627)	(1.643)	(1.435)	(1.252)	(1.284)
Gás comprado para revenda.....	(323)	(1.071)	(877)	(1.051)	(254)	—
Serviços de Terceiros.....	(294)	(974)	(867)	(899)	(953)	(917)
Obrigações pós-aposentadoria	69	229	(345)	(156)	(212)	(176)
Materiais	(18)	(61)	(58)	(154)	(381)	(123)
Provisões operacionais, líquidas	(258)	(854)	(704)	(1.402)	(581)	(305)
Participação dos funcionários e administradores nos lucros	(2)	(5)	(7)	(137)	(249)	(221)
Custos de Construção de Infraestrutura	(338)	(1.119)	(1.193)	(1.252)	(942)	(975)
Outras despesas operacionais líquidas	(119)	(393)	(155)	(426)	(651)	(624)
Total das despesas e custos operacionais.....	(5.682)	(18.818)	(15.903)	(18.288)	(14.448)	(11.231)
Participação no lucro (prejuízo), líquido, de associadas e joint ventures	(76)	(252)	(302)	393	210	764
Resultado com Combinação de Negócios.....	—	—	—	—	281	—
Ganho na Alienação de Investimento	—	—	—	—	—	284
Lucros não realizados na alienação de investimento	—	—	—	—	—	(81)
Perda por redução ao valor recuperável em investimentos	—	—	(763)	—	—	—
Receita de valor justo em operação acionária	—	—	—	729	—	—
Resultado operacional antes do resultado financeiro e impostos	798	2.642	1.805	4.702	5.638	4.363
Receita (despesas) financeira, líquida	(301)	(996)	(1.437)	(1.340)	(1.159)	(309)
Resultado antes dos impostos (IR e CSLL)	497	1.646	368	3.362	4.479	4.054
Despesa de Imposto de Renda.....	(194)	(644)	(34)	(893)	(1.342)	(950)
Resultado do exercício	303	1.002	334	2.469	3.137	3.104
Outro lucro (prejuízo) abrangente	(91)	(302)	(553)	(307)	(41)	213
Resultado abrangente	212	700	(219)	2.162	3.096	3.317
Lucro básico:						
Por ação ordinária	0,11	0,37	0,10	1,96	2,49	2,47
Por ação preferencial	0,25	0,84	0,35	1,96	2,49	2,47
Por ADS de ação ordinária.....	0,11	0,37	0,10	1,96	2,49	2,47
Por ADS de ação preferencial	0,25	0,84	0,35	1,96	2,49	2,47
Lucro diluído:						
Por ação ordinária	0,11	0,37	0,07	1,96	2,49	2,47
Por ação preferencial.....	0,25	0,84	0,32	1,96	2,49	2,47
Por ADS de ação ordinária.....	0,11	0,37	0,07	1,96	2,49	2,47
Por ADS de ação preferencial	0,25	0,84	0,32	1,96	2,49	2,47

Dados do Balanço Patrimonial

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2017 (em milhões de US\$) (1)	2017 (em milhões de R\$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)	2016	2015	2014	2013
Ativo						
Ativo circulante.....	2.578	8.537	8.285	9.377	6.554	6.669
Ativo imobilizado líquido	834	2.762	3.775	3.940	5.544	5.817
Ativo Intangível	3.368	11.156	10.820	10.275	3.379	2.004
Ativos financeiros da Concessão	1.994	6.605	4.971	2.660	7.475	5.841
Outros Ativos	3.979	13.180	14.185	14.605	12.048	9.483
Total do Ativo	12.753	42.240	42.036	40.857	35.000	29.814
Passivo						
Financiamentos e debêntures circulantes	716	2.371	4.837	6.300	5.291	2.238
Outros Passivos Circulantes.....	1.899	6.292	6.610	6.774	4.832	3.684
Total passivo circulante	2.615	8.663	11.447	13.074	10.123	5.922
Financiamentos e debêntures não circulantes	3.631	12.027	10.342	8.866	8.218	7.219
Obrigações pós-aposentadoria não circulantes ..	1.194	3.954	4.043	3.086	2.478	2.311
Outros Passivos Não Circulantes	986	3.266	3.270	2.843	2.896	1.724
Total do Passivo de longo prazo.....	5.811	19.247	17.655	14.795	13.592	11.254
Capital social.....	1.900	6.294	6.294	6.294	6.294	6.294
Reservas de capital.....	581	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925
Reservas de lucros.....	1.730	5.729	5.200	4.663	2.594	3.840
Ajustes de avaliação patrimonial	(252)	(837)	(489)	102	468	579
Subscrição de ações a capitalizar	367	1.215	-	-	-	-
Patrimônio atribuível a participações não controladoras	1	4	4	4	4	—
Total do capital social	4.327	14.330	12.934	12.988	11.285	12.638
Total do passivo e capital social	12.753	42.240	42.036	40.857	35.000	29.814

Outros dados:

	2017	de 2016	2015	2014	2013
Principais ações em circulação:					
Ordinárias (3).....	487.614.144	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais (3).....	970.577.739	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação					
Ordinárias	R\$ 0,03	—	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Preferenciais	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Dividendos por ADS ordinária	R\$ 0,03	—	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Dividendos por ADS preferencial	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Dividendos por ação (2)					
Ordinárias	US\$ 0,01	—	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48
Preferenciais	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48
Dividendos por ADS (2) ordinária.....	US\$ 0,01	—	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48
Dividendos por ADS (2) preferencial	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48
Ações em circulação – diluídas:					
Ordinárias (3).....	487.614.144	420.764.639	420.764.639	420.764.639	420.764.639
Preferenciais (3).....	970.577.739	837.516.297	837.516.297	837.516.297	837.516.297
Dividendos por ação diluída					

	2017	de 2016	2015	2014	2013
Ordinárias	R\$ 0,03	—	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Preferenciais	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Dividendos por ADS diluída ordinária	R\$ 0,03	—	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Dividendos por ADS diluída preferencial...	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,50	R\$ 0,63	R\$ 1,28
Dividendos por ação diluída (2)					
Ordinárias	US\$ 0,01	—	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48
Preferenciais	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48
Dividendos por ADS diluída ordinária (2)..	US\$ 0,01	—	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48
Dividendos por ADS diluída preferencial (2).....	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,13	US\$0,24	US\$0,48

(1) Convertido à taxa de câmbio de US\$ 1,00 para R\$ 3,3121, taxa de câmbio de 29 de dezembro de 2017. Veja “— Taxas de Câmbio”.

(2) Esta informação é apresentada em dólares norte-americanos na taxa de câmbio em vigor ao final de cada ano.

(3) Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foram incluídas novas ações emitidas por meio de aumento de capital. Veja a seção “Item 4. Informações sobre a Companhia”.

Taxas de Câmbio

Em 4 de março de 2005, o Conselho Monetário Nacional (“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 norte-americano e outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem também afetar os valores em dólares norte-americanos 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 norte-americanos 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 norte-americanos, 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.

Exercício findo em 31 de dezembro,	Reais por US\$ 1,00			Encerrament o de período
	Baixa	Alta	Média	
2013	1,9480	2,4464	2,1570	2,3608
2014	2,1940	2,7306	2,3498	2,6563
2015	2,5644	4,1638	3,3360	3,9593
de 2016	3,4112	4,1299	3,4839	3,2532

Exercício findo em 31 de dezembro,	Reais por US\$ 1,00			
	Baixa	Alta	Média	Encerramento de período
2017	3,0557	3,3823	3,1916	3,3121

Mês	Reais por US\$ 1,00			
	Baixa	Alta	Média	Encerramento de período
Novembro 2017.....	3,2055	3,3132	3,2629	3,2843
Dezembro de 2017	3,2338	3,3396	3,2950	3,3121
Janeiro de 2018.....	3,1470	3,2620	3,2115	3,1782
Fevereiro de 2018.....	3,1718	3,3083	3,2507	3,2428
Março de 2018.....	3,2191	3,3370	3,2790	3,3045
De abril de 2018 (até 27 de abril de 2018)	3,3149	3,5090	3,4051	3,4685

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 um 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 determina que todas as concessões relacionadas aos serviços públicos devem ser concedidas através de um processo 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 de energia elétrica.

Em 22 de setembro de 2004, ainda sob a vigência das regras estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, solicitamos à ANEEL uma prorrogação de 20 anos das concessões das usinas hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte. Em 14 de janeiro de 2007, a ANEEL aprovou a extensão requerida a partir de 24 de julho de 2005. O contrato de concessão relacionado foi alterado em 22 de outubro de 2008 para refletir essas prorrogações.

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 12.783/13”), que dispõe sobre as prorrogações das concessões outorgadas antes da Lei nº 9.074/95. A Lei nº 12.783/13 determina que, até 12 de setembro de 2012, as concessões anteriores à Lei nº 9.074/95 podem ser prorrogadas uma vez, por até 30 anos, a critério da entidade competente.

Com relação às atividades de geração, a Companhia optou por não aceitar o mecanismo oferecido para prorrogar as concessões de geração que expirariam no período de 2013 a 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.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/2015 em 7 de outubro de 2015 (“Leilão nº 12/2015”), que contemplava o contexto regulatório revisado para renovação de concessões de usinas existentes, como estabelecido na Lei 13.203 de 8 de dezembro de 2015 (“Lei nº 13.203/2015”), o Conselho de Administração da Companhia autorizou a participação da CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG GT”) em um leilão, realizado em 25 de novembro de 2015, no qual logrou êxito. No leilão, a CEMIG GT 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.

Em relação às usinas de Jaguará, São Simão e Miranda, que teriam a primeira prorrogação das respectivas concessões após edição da MP nº 579, a Companhia entende que o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 possibilita a prorrogação das concessões destas usinas por 20 anos, ou seja, até 2033, 2035 e 2036, respectivamente, sem quaisquer restrições.

Com fulcro nesse entendimento, nossa subsidiária CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG GT”) impetrou um Mandado de Segurança (nº 20.432/DF) contra os atos do Ministro de Minas e Energia (“MME”) para assegurar o seu direito relativo à prorrogação do termo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguará (“UHE Jaguará”), 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 12.783/13.

Em 3 de setembro de 2013, foi concedida à Companhia um julgamento interino que lhe deu o direito de continuar a operação comercial da usina de Jaguará até que uma sentença foi proferida pelos tribunais sobre o Mandado de Segurança. Em 27 de maio de 2015, houve uma decisão sobre o assunto, negando o pedido da CEMIG GT. Antes da publicação desta decisão, que teria impedido o ajuizamento do recurso apropriado, a CEMIG GT apelou para o Supremo Tribunal Federal (STF) através de medida cautelar com pedido de liminar solicitando permissão para continuar operando e administrando a usina. O pedido de liminar foi concedido em 21 de dezembro de 2015. Esta Medida Cautelar ainda não foi julgada. Com a publicação do resultado do julgamento em 15 de fevereiro de 2016, a CEMIG GT interpôs um Recurso Ordinário ao STF em 1º de março de 2016. Em 21 de março de 2017, o pedido de liminar dado pela Medida Cautelar acima referida foi revogado pelo relator. Em 21 de novembro de 2017, a 2ª Turma do STF decidiu que o pedido de mandado de segurança deveria ser indeferido, mas esta não é uma decisão final, pois requer uma sessão plenária para decidir. Assim quando houver a publicação do acórdão, a Companhia irá avaliar a possibilidade de recurso.

Considerando que a concessão da Usina Hidrelétrica de São Simão (“UHE São Simão”) da CEMIG GT expirará em breve, a CEMIG GT impetrou um mandado de segurança contra um ato do MME, a fim de garantir o direito de prorrogar a concessão desta usina, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997, obedecendo às bases originais deste contrato, anteriores à Lei nº 12.783/13. Em 19 de dezembro de 2014, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) concedeu à CEMIG GT uma medida provisória que lhe permitiu continuar no controle das operações comerciais da Usina São Simão. Essa decisão foi revista e revogada pelo Ministro Relator em 30 de junho de 2015. O julgamento do mérito desta ação ainda não foi iniciado. O Ministro Relator, considerando a decisão do STF sobre a medida provisória da Usina de Jaguará, em 21 de dezembro de 2015, notificou a CEMIG GT a se manifestar sobre a suspensão deste mandado de segurança referente à Usina São Simão. Em 09 de agosto de 2016, a CEMIG GT manifestou interesse na suspensão, mas solicitou tutela cautelar com o mesmo resultado que foi empregado no caso da Usina de Jaguará, ou seja, manter a CEMIG GT detentora da concessão da Usina São Simão, nos mesmos termos da Usina de Jaguará, obedecendo às bases originais do Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997, anterior à Lei nº 12.783/2013. Em 08 de março de 2017, a liminar foi concedida pelo Ministro Relator para permitir que a CEMIG GT mantenha a propriedade da concessão de São Simão, sob as bases iniciais do Contrato de Concessão nº 007/1997, até a conclusão do julgamento. Em 28 de março de 2017, essa liminar foi revogada. Em 13 de dezembro de 2017, a Primeira Turma do STJ decidiu negar o pedido da CEMIG. A CEMIG GT apelou novamente ao Supremo Tribunal Federal (STF). Até a data deste relatório, não houve nenhum julgamento sobre o mérito desta ação.

Em 31 de dezembro de 2016, a CEMIG GT impetrou um 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 Usina Hidrelétrica Miranda com base na Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997. A CEMIG GT obteve provimento liminar para continuar à frente da exploração comercial da UHE Miranda até que este Mandado de Segurança seja definitivamente julgado. Em resposta a uma moção para revisão do julgamento proferido pelo Governo Federal contra o recurso interno, o relator revogou essa tutela cautelar em 29 de março de 2017. Até a data deste relatório, não houve nenhum julgamento sobre o mérito desta ação.

Em 21 de fevereiro de 2017, a CEMIG GT fez uma solicitação de renovação ao MME, renovando sua solicitação administrativa de prorrogação, pelo prazo de 20 (vinte) anos, das concessões das usinas hidrelétricas de Jaguará, São Simão e Miranda, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão de Geração nº 007 de 1997. Nessa solicitação de renovação, que reforça o interesse da Companhia nestas usinas, a CEMIG GT realizou também um pedido alternativo, caso ele seja negado, para que a concessão destas usinas hidrelétricas seja transferida/outorgada a uma de suas subsidiárias, para os fins do que determina o § 1º-C do art. 8º da Lei nº 12.783/13 (alterada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016) que permite ao Governo Federal outorgar um 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 um Município.

Em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou as concessões das usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande anteriormente pertencentes à CEMIG GT, com uma capacidade total de 2.922 MW, pelo valor total de R\$ 12,13 bilhões. Em cada caso, o licitante vencedor das concessões era um terceiro não relacionado à CEMIG. A propriedade dessas concessões seria transferida da CEMIG para os licitantes vencedores em 30 de dezembro de 2017.

A CEMIG GT entende que cumpriu com os requisitos para manter as concessões das usinas São Simão, Jaguará e Miranda, que foram sujeitas a renovações automáticas. Várias ações legais, atos públicos e reuniões de negociação foram realizadas com o MME e a ANEEL para buscar uma solução para o litígio que se estendeu desde 2012. No caso de Volta Grande, a CEMIG GT também trabalhou intensamente para negociar os termos de renovação para essa concessão. Apesar do resultado do leilão, a CEMIG GT planeja continuar a reivindicar em juízo os seus direitos com respeito a essa concessão. Em decorrência das ações judiciais em andamento no STF e no STJ, foram instaurados processos na esfera administrativa e judicial relacionados à indenização a que a Companhia tem direito.

Em 3 de agosto de 2017, o MME estabeleceu os valores da indenização devida à CEMIG GT pelos investimentos realizados nas usinas de São Simão e Miranda. O montante total da indenização foi calculado em R\$ 1,028 bilhão, dos quais R\$ 243,59 milhões referem-se ao valor residual da usina de São Simão e R\$ 784,15 milhões referem-se à indenização para a usina de Miranda. Esses valores são de setembro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente, e devem ser atualizados pelo IPCA e pela taxa Selic. No entanto, o pagamento está condicionado à disponibilidade orçamentária e financeira de fundos públicos e está sujeito a desafios administrativos e judiciais e não há garantia de quando esses valores seriam pagos.

Nossas estimativas iniciais indicam que esses valores são insuficientes para cobrir o investimento da CEMIG, portanto, em 17 de agosto de 2017, apresentamos uma apelação hierárquica que ainda não foi julgada. Em 27 de novembro de 2017, a CEMIG GT ajuizou uma Medida Cautelar Prévia para obter uma determinação do Governo Federal de divulgar as bases de cálculo da indenização das Usinas Hidrelétricas de Jaguará, Miranda, São Simão e Volta Grande, bem como depositar imediatamente a parte não contestada da indenização, que havia sido fixada em R\$ 1,028 bilhão. Em 29 de novembro de 2017, o pedido dessa ação foi negado e a CEMIG GT interpôs um Recurso Interposto que está atualmente pendente de julgamento. Adicionalmente, em 17 de janeiro de 2018, a CEMIG aditou a inicial: (i) para arquivar o suporte adicional para a divulgação do cálculo; (ii) pedindo a declaração de nulidade do artigo 1º, §1º e 2º e do artigo 2º, da portaria do MME nº 291/2017, e consequente pagamento de indenização que contemple todos os investimentos realizados pela CEMIG GT na concessão; (iii) bem como solicitando o pagamento imediato do valor incontroverso.

Em relação às atividades de transmissão, em 4 de dezembro de 2012, a Companhia 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 (“RAP”), que reduziu de R\$ 485 milhões (em junho de 2012) para R\$ 296 milhões (em junho de 2016). 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. A nosso ver, a Lei nº 12.783/13 estabelece que o Governo Federal seja obrigado a nos compensar, usando o índice IPCA como base, as reduções de RAP de ativos operando antes de 2000 dentro de um período de 30 anos. De acordo com a Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 120/2016, a partir de julho de 2017, as companhias de distribuição que estenderem seus contratos de concessão terão seus ativos ainda não compensados incluídos na Base de Remuneração Regulatória e também receberão a recuperação de receitas passadas desses ativos.

Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia, a CEMIG Distribuição S.A. (“CEMIG D”), conforme disposto no Decreto nº 7.805/12 e Decreto nº 8.461/15, aceitou a prorrogação dos seus contratos de concessão, e assinou, 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 de 1º 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 12.783/13), e as emendas feitas pela Lei nº 13.203/15 e pela Lei nº 13.360/16, 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 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 material adverso em nossos negócios, nos nossos resultados operacionais e na nossa condição financeira. Para mais informações sobre a renovação de nossas concessões e autorizações, veja o “Item 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 pode 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 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 CEMIG, conforme o caso.

A ANEEL pode impor penalidades ou revogar uma concessão ou autorização caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos contratos de concessão ou autorizações, inclusive aquelas relacionadas ao cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade do descumprimento, essas penalidades poderiam incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares relacionadas à construção de novas instalações e equipamentos;
- 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 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, podem 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 pode não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se formos responsáveis pela rescisão de qualquer contrato de concessão, o valor efetivo da compensação pode 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 pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, e nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações de pagamento.

As regras da Quinta Emenda do contrato de concessão de distribuição entraram em vigor a partir de 2016. Eles contêm novas metas de qualidade de serviço e requisitos relacionados à sustentabilidade econômica e financeira da CEMIG D. Essas metas devem ser cumpridas ao longo dos 30 anos da concessão. O cumprimento dessas metas é avaliado anualmente, e o descumprimento pode resultar na obrigação da CEMIG em realizar aporte de capital na CEMIG D ou pode 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 dois anos consecutivos, ou três vezes em cinco anos, ou em qualquer momento nos últimos cinco 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 cinco anos, o descumprimento de uma meta por dois 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 pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição 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. Essas autoridades têm 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, saúde e 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 significativo 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, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor energético 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 podem 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 energético brasileiro podem 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, em relação ao desenvolvimento do sistema energético, 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 podem ser afetados negativamente.

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

Os governos Federal, Estadual e Municipal 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 poderia afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.

Estamos sujeitos a certas restrições em nossa capacidade de fazer investimentos de capital, aquisições e captação de recursos junto a terceiros, o que pode 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 condição 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 2015, 2016 e 2017, 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 2015, 2016 e 2017.

No que tange aos investimentos, nosso Estatuto Social estabelece que podemos utilizar até 40,0% de nosso 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. Além disso, nossos planos para expandir nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos à conformidade com os processos de licitação competitivos. Estas são atualmente regidas pela Lei nº 8.666/1993 (“Lei de Licitações”) e, a partir de 30 de junho de 2018, serão regidas pela Lei nº 13.303/2016 (“Lei das Estatais”).

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 energético. Além disso, as empresas controladas pelo Estado, em alguns casos, devem cumprir determinados requisitos para usar os fundos estendidos por

bancos comerciais locais, como (i) no caso dos bancos federais brasileiros, usar os recursos para refinarçar obrigações financeiras contraídas com entidades do sistema financeiro brasileiro; ou (ii) em transações garantidas por recebíveis.

Ademais, 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 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 crédito que contêm cláusulas financeiras restritivas (“covenants”), incluindo debêntures do mercado brasileiro, Eurobonds no mercado internacional e empréstimos da Caixa Econômica Federal e do Banco do Brasil.

Temos aproximadamente R\$ 8,3 bilhões de dívidas pendentes com cláusulas financeiras restritivas (“covenants”), e qualquer violação pode ter consequências negativas graves para nós. Veja “– A Companhia possui um endividamento considerável, e está exposta a limitações de liquidez – o que pode tornar mais difícil a sua obtenção de financiamento para os investimentos planejados, e pode impactar negativamente suas condições financeiras e nossos resultados operacionais.”

Se, por exemplo, descumprirmos uma cláusula financeira restritiva (“covenant”) dos Eurobonds, teríamos uma elevação dos juros, ou mesmo um vencimento antecipado de alguma das nossas dívidas. Da mesma forma, se a Companhia violar uma cláusula financeira restritiva (“covenant”) sob nossa emissão de debêntures, os debenturistas podem antecipar o vencimento da dívida em uma reunião organizada pelo agente fiduciário, a menos que 75% dos debenturistas decidam o contrário. A antecipação dos vencimentos de nossas dívidas poderia ter um efeito adverso significativo sobre nossa situação financeira e poderia, além disto, 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 (“covenants”) 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.

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

É possível que a Companhia não obtenha os resultados esperados de suas aquisições. O processo de integração de alguma empresa adquirida poderia sujeitar a empresa a certos riscos, como, por exemplo, os seguintes: (i) despesas não previstas; (ii) impossibilidade de integrar as atividades das empresas adquiridas no sentido de obter as economias de escala e os ganhos de eficiência previstos; (iii) possíveis atrasos relacionados à integração das operações das companhias; (iv) exposição a potenciais contingências; e (v) ações movidas contra a empresa adquirida desconhecidas no momento de 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 adversamente a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar o nosso custo de capital.

As agências de classificação de risco de crédito Fitch, Moody’s e Standard & Poor’s atribuem, cada uma, uma nota (Rating) 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 energético brasileiro, as condições hídras do Brasil, a conjuntura política e econômica, risco país, e a nota de classificação de risco e perspectivas para o acionista 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 três 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. Acreditamos que a continuidade da recessão atual no Brasil pode causar rebaixamentos adicionais.

Nos últimos anos, após a deterioração macroeconômica do Brasil e em consequência da crescente alavancagem da CEMIG, devido à pressão sobre seu fluxo de caixa, as três principais agências de classificação reduziram a classificação da CEMIG Holding, da CEMIG D e da CEMIG GT. Mais recentemente, a Standard & Poor's elevou a classificação de cada uma dessas empresas para brBBB (escala nacional) mantendo a classificação B na escala global. Atualmente, a Fitch classifica cada uma dessas empresas como BBB-(bra) (escala nacional) e B (escala global) e a Moody's classifica cada uma das empresas como B2.br (escala nacional) e B3 (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. Ademais, 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 subsidiárias, podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A operação de complexas redes e sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia envolve diversos riscos, dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, avarias ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis planejados para disponibilidade e eficiência dos ativos, ou catástrofes (como explosões, incêndios, fenômenos naturais, enchentes, deslizamentos, sabotagem, terrorismo, vandalismo, entre outros). No caso de ocorrência desses fatores, a cobertura de seguro de Riscos Operacionais pode ser insuficiente para ressarcir integralmente custos e perdas incorridos em razão de danos causados a ativos ou interrupções de serviços. Além disso, decisões operativas tomadas por entidade responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional ou ações e decisões tomadas por autoridades responsáveis pela regulação do Setor Elétrico, por meio ambiente ou por questões que afetem os negócios de geração, transmissão e distribuição de energia podem ter um efeito adverso sobre o funcionamento e a rentabilidade das operações dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da Companhia.

As receitas que a Companhia e suas subsidiárias auferem pela implantação, operação e manutenção de instalações estão, direta ou indiretamente, correlacionadas à disponibilidade dos 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 nas Receitas Anuais Permitidas (RAP) das Empresas de Transmissão, devido a indisponibilidade de linhas de transmissão e de equipamentos de subestações; e (iii) impactos sobre a receita das empresas de geração decorrentes do Fator de Disponibilidade (FID), e da redução da energia assegurada das usinas. As Usinas Hidrelétricas 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 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, podem 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 pode tornar mais difícil a obtenção de financiamento para os investimentos planejados, e pode 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) apresentaram uma redução de 5%, atingindo R\$ 14.398 milhões em 31 de dezembro de 2017, comparado a R\$ 15.179 milhões em 31 de dezembro de 2016 e R\$ 15.167 milhões em 31 de dezembro de 2015. Atualmente, 42% de nossos empréstimos, financiamentos e debêntures, que perfazem R\$ 6.084 milhões, têm vencimentos dentro dos próximos três 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 levantar capital de diversas fontes de recursos. Para honrar sua dívida, após cumprir as metas de investimentos de capital, a Companhia se baseou, e pode continuar se baseando, em uma combinação de fluxos de caixas derivados de suas operações, utilização das linhas de crédito disponíveis, saldo de caixa e investimentos financeiros de curto prazo e 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 pode 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 pode afetar significativamente os resultados operacionais.

Tendo em vista o alongamento do cronograma de amortizações, a CEMIG GT realizou preparativos durante o ano de 2017, para acessar o mercado de capital internacional através de uma emissão de títulos com prazo de sete anos no valor de US\$ 1 bilhão. A emissão foi precificada em dezembro com um cupom de 9,25% e retorno de 9,5%, e os recursos provenientes da operação foram utilizados para o pagamento de dívidas existentes com vencimento no curto prazo. Os juros dos títulos deverão ser pagos semestralmente e o principal terá vencimento em dezembro de 2024, com possibilidade de resgate a partir de dezembro de 2023. Uma transação de *hedge* foi contratada para esta emissão na forma de um *swap* de cupom e um *call spread* sobre o principal, de forma a proteger a empresa contra volatilidade cambial.

Além disto, em dezembro de 2017, a CEMIG concluiu a reestruturação do perfil da sua dívida, num total de R\$ 3,4 bilhões, negociando um refinanciamento da sua dívida bancária com seus principais credores, refinanciando o endividamento de curto e médio prazo da CEMIG GT e CEMIG D e, subsequentemente, equilibrando o fluxo de caixa de curto e médio prazo da CEMIG. A reestruturação da dívida envolveu a substituição de contratos de dívida com vencimentos no período de 2017 a 2020 por contratos com carência para amortização em 2018 e vencimentos finais em 2022.

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

Foi anunciado publicamente, em 2017, entre outras iniciativas, um programa de desinvestimentos compreendendo a venda de ativos num total de R\$ 8.046 milhões em 2017 e 2018, visando no mínimo 50% (em termos de valor) do desinvestimento até o final de 2018. Este programa tem como meta contribuir para o equilíbrio do nosso perfil financeiro através da redução do endividamento líquido no curto prazo. Fatores externos, tais como, entre outros, mudanças na regulamentação, flutuações da taxa de câmbio, deterioração das condições econômicas do Brasil e globais, bem como a crise política do país podem afetar adversamente nossa capacidade de vender nossos ativos ou podem reduzir os seus preços de venda.

Dificuldades em implementar com sucesso nosso programa de desinvestimento podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados das operações e condições financeiras, incluindo a exposição a restrições de liquidez nos curto e médio prazos. Além disto, embora a venda de ativos 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 pode ter um efeito adverso significativo sobre nossas perspectivas de crescimento operacional de longo prazo e consequentemente sobre os resultados das nossas operações nos 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 adversas para nossos negócios, resultados operacionais e condição 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 seus compromissos;
- 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. Estes tipos de alterações podem afetar adversamente a continuidade da estratégia da Companhia.

Os resultados operacionais e financeiros das nossas subsidiárias e investidas podem afetar negativamente nossas estratégias, nosso resultado operacional e nossa condição financeira.

Possuímos participação acionária e fazemos negócios através de várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos significantes na geração, transmissão e distribuição de energia. 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. Isto porque, a capacidade da Companhia de fazer frente a obrigações financeiras está relacionada, em parte, ao fluxo de caixa e aos lucros destas subsidiárias, e à consequente distribuição de tais lucros para a Companhia na forma de dividendos ou outros adiantamentos e pagamentos. A redução da capacidade de geração de resultados e fluxo de caixa dessas empresas pode causar uma redução de dividendos e juros sobre capital próprio pagos para a Companhia, o que pode ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e posição financeira.

Além disso, algumas das nossas subsidiárias ou investidas podem, no futuro, celebrar acordos com credores, que podem vir a restringir o pagamento de dividendos ou outras transferências de fundos para a Companhia.

Estas subsidiárias são pessoas jurídicas independentes. Qualquer direito que possamos 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 subsidiárias).

Além disso, a Companhia não controla a administração de algumas de suas investidas, e suas práticas de gestão podem não estar alinhadas às da Companhia.

Qualquer deterioração nos resultados operacionais ou nas condições financeiras destas subsidiárias, e quaisquer sanções ou penalidades impostas sobre elas podem ter um efeito material adverso sobre os resultados operacionais ou sobre as condições financeiras da Companhia.

Novos investimentos e aquisições exigirão capital adicional, que pode 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 os recursos necessários conforme planejado, poderemos não ser capazes de satisfazer nossos compromissos de aquisição e nosso programa de investimento pode sofrer atrasos ou mudanças significativas, o que pode 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 podem 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, a 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 podem operar abaixo da capacidade projetada ou os custos para sua operação/instalação podem 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 e subestações, linhas de distribuição, redes de distribuição e subestações; e, possibilidade de violação da meta da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (“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 dois anos consecutivos ou no quinto 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 e distribuição, poderemos incorrer em aumento de custos, ou, talvez, na redução da rentabilidade originalmente prevista para os projetos.

O nível de inadimplemento dos nossos clientes pode prejudicar nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira, bem como os de nossas subsidiárias.

Em 31 de dezembro de 2017, o total dos nossos recebíveis em atraso de propriedade de clientes, corretores e detentores de concessões de transporte de energia foi de aproximadamente R\$ 1.038 bilhão (R\$ 961,5 milhões em 2016), correspondendo a 4,78% da nossa receita líquida consolidada em 2017 (5,12% em 2016). Registramos em 2017 uma provisão para recebíveis duvidosos no valor de R\$ 568 milhões (R\$ 660 milhões em 2016). Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos clientes em mora. Caso tais dívidas não sejam totais 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 clientes que vier a superar a provisão por nós constituída, pode causar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A sustentabilidade econômico-financeira da CEMIG D está diretamente relacionada à efetividade das ações de controle das perdas de energia, e dos limites regulatórios estabelecidos para a distribuidora. Caso a CEMIG D não consiga controlar a perda de energia com sucesso, seus negócios, operações, lucros e situação financeira podem ser substancial e adversamente afetados.

As perdas de energia de uma distribuidora se compõem de dois tipos: perdas técnicas e não técnicas (comerciais). As perdas técnicas são inerentes no processo de transporte e transformação de energia elétrica, ocorrendo em linhas e equipamentos do sistema energético. As perdas não técnicas representam toda a energia fornecida e não faturada, sendo causadas por conexões ilegais (furto), fraudes, erros de medição e falhas em processos internos.

O índice de perdas totais da CEMIG em 31 de dezembro de 2017, considerando um período de 12 meses foi de 14,24%. Este percentual é calculado em relação ao total de energia injetada no sistema de distribuição (o volume total das perdas foi 7.113 GWh). Deste percentual, 8,98% se referem a perdas técnicas e 5,26% são perdas não técnicas. Esse resultado ficou 0,78 pontos percentuais acima do resultado de dezembro de 2016, e acima da meta regulatória estabelecida pela ANEEL para 2017 (10,84%).

A nosso ver, o cenário macroeconômico adverso pelo qual o Brasil tem vivenciado nos últimos anos, com alto desemprego e as mudanças no setor de energia decorrentes da Medida Provisória 579 (convertida na Lei nº 12.783 de 2013), que afetaram o fluxo de caixa e a situação da companhia de distribuição, e resultaram em sucessivos reajustes tarifários, impulsionaram o aumento das fraudes, relativamente à oferta de energia na área de concessão da CEMIG, em nosso entendimento, a partir de 2014.

No que tange à regulamentação, a ANEEL vem se mostrando cada vez mais rigorosa no estabelecimento de metas de limite para as perdas na distribuição. As metas de limite para as perdas não técnicas são estipuladas com base em um modelo de *benchmarking* que compara a complexidade socioeconômica de cada concessão em relação ao custo implicado no combate ao uso ilegal do suprimento de energia. Para as metas das perdas técnicas, a ANEEL utiliza medições e software de fluxo de potência.

Diante desse cenário complexo e de incertezas regulatórias e mesmo com a implantação de estratégias para redução das perdas técnicas e comerciais, a CEMIG não pode assegurar a adequação às metas de perdas estabelecidas pela ANEEL no médio prazo, o que pode afetar a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia, uma vez que a parcela de perdas de energia da distribuidora que exceder os limites regulatórios não pode ser repassada por meio de aumento das tarifas.

As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético 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, 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 podem exigir que a Companhia assuma custos adicionais.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia, 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 a 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 condição 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 nº 6.848/2009 e o Decreto do Estado de Minas Gerais nº 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 nº 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 energético 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 (“PCBs”).

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. Podem também restringir nossas atividades de produção ou exigir que adotemos outras ações que poderiam ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

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

Os contratos de compra de energia firmados por concessionárias distribuidoras de energia, 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 termelétricas. Embora eventuais aumentos de custos de compra de energia decorrentes de condições hidrológicas adversas e do despacho de usinas termelétricas acima do previsto sejam repassados para as concessionárias distribuidoras de energia quando de seus reajustes tarifários, tal situação pode gerar descasamento dos fluxos de caixa, com um impacto adverso 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“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 pagas pelos clientes. 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 cliente final, quando o sistema gerador passar por condições hidrológicas adversas transferindo mais rapidamente parte dos custos a esses clientes. Ao longo de todo o ano de 2015 vigorou a Bandeira Vermelha, cujo valor é o maior, sinalizando custos de aquisição de energia mais elevados para as distribuidoras, e consequentemente para os clientes. 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 clientes (usuários de irrigação, companhias de água e saneamento, clientes rurais, entre outros) que foram retirados do reajuste tarifário na implantação da Lei nº 12.783/2013. Estes recursos foram concedidos pelo Governo Federal, entre outras fontes, e pagos através da Eletrobrás. Salienta-se que um atraso nestes repasses pode 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 clientes regulamentados e, por sua vez, a migração de clientes para o mercado livre. Isso pode levar a uma diminuição da receita e possível exposição financeira com sobre contratação de energia caso a sobre 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 (“MCS D”) para distribuidoras que apresentem déficit e geradoras com atraso em suas operações iniciais. Caso, após o processamento desse mecanismo, as distribuidoras permaneçam com sobre superior a 5% do consumo verificado, esse montante deverá ser liquidado no Mercado de Curto Prazo (“MCP”), o que pode acarretar um prejuízo para a distribuidora caso o Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) seja inferior ao custo dos contratos de compra. Essa perda não pode ser repassada ao cliente, sendo exposta à concessionária. 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 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 proporciona uma compensação financeira para as partes interessadas se o preço do contrato reduzido for acima do PMIX (preço médio da carteira do distribuidor), essa compensação à parte interessada é limitada a um período de 36 meses. Se o contrato tem um preço inferior ao PMIX, a perda deve ser reembolsada pela parte interessada ao cliente.

Houve um 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 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 afluições às usinas. Há variações substanciais nas vazões mensais (sazonalidade) e no total afluyente 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 a setembro. Isso pode causar o racionamento do consumo de água e/ou energia, o que pode ter um efeito adverso significativo nos negócios e nos resultados das operações da Companhia.

Para contornar essa dificuldade, o sistema brasileiro possui um parque termoeletrico 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 Operador Nacional do Sistema (“ONS”). Sua principal função é operar de forma otimizada os recursos disponíveis, minimizando o custo de operação e os riscos de falta de energia. No caso de períodos hidrológicos desfavoráveis, o ONS pode 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 cliente 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 pode passar por racionamento, o que pode 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 hidrelétricas do sistema de forma a compensar a falta de geração de uma usina com a sobra de outra. 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.

Em 2015, o Governo Federal propôs a repactuação do risco hidrológico através de um processo voluntário. Este processo permite à geradora repassar aos clientes os seus custos e receitas relacionados com o risco hidrológico em troca do pagamento de um ‘prêmio de risco’ 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.

Para poder participar da repactuação, 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 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. Assim, não houve repactuação do risco hidrológico por nenhuma usina que venda energia no mercado livre.

Os agentes que não aderiram a repactuação, permanecem com liminares impedindo a cobrança total do risco hidrológico. Essas liminares estão ocasionando um déficit de cerca de R\$ 7,4 bilhões no mercado de curto prazo (dados de janeiro de 2018). 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 ao recebimento prioritário. Esse efeito leva a incerteza no mercado, redução da liquidez, aumento da inadimplência e redução no recebimento no mercado de curto prazo, representando um risco à Companhia.

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 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 energia diretamente às empresas de distribuição. Dessa forma, a energia gerada por nossas empresas é vendida no Ambiente de Contratação Regulado, ou ACR (também conhecido como “Mercado Regulado” ou “Pool”) através de leilões públicos realizados pela ANEEL, ou no Ambiente de Contratação Livre, ou ACL (também conhecido como “Mercado Livre”), através de negociações bilaterais com os clientes 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 energia 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 “clientes livres”. Os clientes livres são aqueles com demanda igual ou superior a 3MW: eles podem escolher o seu fornecedor de energia. Alguns contratos apresentam flexibilidade no montante vendido, possibilitando ao cliente consumir um maior ou menor volume de energia (5% em média) de nossas geradoras em relação ao originalmente contratado, o que pode acarretar um impacto adverso 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 clientes livres mencionados acima, há uma classe de clientes denominada “Clientes Especiais”, que são aqueles com demanda contratada entre 500kW e 3MW. Os Clientes Especiais são elegíveis para aderirem ao Ambiente de Contratação Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”), usinas a biomassa e parques eólicos. A Companhia realizou transações de vendas desta categoria de energia a partir de recursos específicos de energia 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 energia 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 pode acarretar um impacto adverso 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 hidrelétricos, como nossas empresas de geração, às incertezas da hidrologia. Ele funciona como um pool de hidrelétricas geradoras, nas quais a geração de todas as usinas participantes do MRE é compartilhada de forma a atender a demanda 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 no 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 hidrelétricas.

Em 2015, o Governo Federal propôs a repactuação do risco hidrológico através de um processo voluntário. Este processo permitiu às geradoras repassar aos clientes 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 recuperariam os custos incorridos com déficits de GSF retroativamente até janeiro de 2015, e tal recuperação formaria 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 podem 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 nº 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, e quaisquer alegações contra ou investigações anticorrupção da CEMIG, 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 *Department 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 GT é acionista minoritária através da Aliança Norte Energia Participações S.A. e da Amazônia Energia S.A. com uma participação de 11,74%. 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.

Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas indiretos da Madeira Energia S.A. e determinados executivos desses outros acionistas indiretos. A Companhia possui investimentos diretos e indiretos, de 10% e 8,13% respectivamente, na Madeira Energia S.A. (que mantém um investimento na Santo Antônio Energia S.A.), de R\$ 1.117 bilhão em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 1.321 bilhão em 31 de dezembro de 2016). Neste contexto, a Procuradoria Geral da União iniciou investigações sobre irregularidades envolvendo empreiteiras e fornecedores da Mesa e de seus outros acionistas. Essas investigações estão em andamento. Em decorrência de denúncias de possíveis atividades ilegais, a empresa na qual investimos e seus outros acionistas iniciaram uma investigação interna independente. No presente momento, não há como determinar o resultado dessas investigações, ou eventos que delas podem decorrer, que possam em algum momento no futuro ter consequências para a empresa na qual investimos.

No dia 19 de janeiro de 2018, a Renova, empresa na qual a CEMIG tem uma participação direta de 36,23% e indireta de 6,8%, respondeu a um comunicado formal da Polícia Civil do estado de Minas Gerais recebido em novembro de 2017, relacionado a uma investigação sendo executada por essa força policial sobre certos aportes de capital feitos por acionistas controladores da Renova, e injeções de capital feitas em certos projetos em desenvolvimento em anos anteriores. Em decorrência dessa questão, os órgãos de governança da Renova exigiram a abertura de uma investigação interna sobre o assunto,

que está sendo conduzida por uma companhia independente. O trabalho de investigação interna está em andamento, e não é possível no presente momento medir quaisquer efeitos dessa investigação, nem quaisquer impactos sobre os resultados financeiros da Renova, ou da companhia, ou de sua subsidiária CEMIG GT para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2017.

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 CEMIG 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 podem resultar em multas, penalidades e lançamentos em prejuízo significativos, e também danos imateriais, como à reputação, e outros efeitos adversos 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, funcionários 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. 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 funcionários, 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 de controle interno 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 de controle interno 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.

Certos membros e ex-membros de nossa administração são partes em processos administrativos e judiciais e em investigações de corrupção em andamento.

As autoridades brasileiras têm conduzido investigações anticorrupção em diversas áreas governamentais, incluindo parcerias e participações acionárias por entidades governamentais brasileiras no setor privado. Essas investigações têm resultado 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 conduzidos pelas autoridades competentes. Para obter mais informações, veja o “Item 6. Principais Processos Cíveis e Criminais Envolvendo Membros Chave da Administração”. Não podemos garantir que os procedimentos judiciais e administrativos, ou mesmo o início de novos processos judiciais e administrativos 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.

Ademais, não contratamos nenhum terceiro para realizar uma investigação interna, já que não temos conhecimento de irregularidade em relação às nossas operações. Se surgirem novas denúncias, e decidirmos realizar uma investigação interna,

quaisquer descobertas decorrentes dessa potencial investigação interna poderiam ter efeitos adversos para a Companhia e para nossa reputação.

Os múltiplos usos da água e os diversos interesses relacionados a este recurso natural podem 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.

Durante o ano de 2017, a CEMIG perdeu quatro de suas principais usinas hidrelétricas, devido ao término dos seus contratos de concessão. Isto representou uma redução de 2.922 MW na capacidade instalada da CEMIG. No presente momento, levando em consideração projetos e companhias que são controlados conjuntamente, a CEMIG tem mais de 66 usinas hidrelétricas, com 5.319,63 MW, representando 94% da nossa capacidade instalada.

A água é a principal matéria-prima para a produção de energia da CEMIG, e um recurso sensível às variações climáticas e 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 2017, 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 CEMIG 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 às chuvas excessivas. 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 podem 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 do nosso Conselho de Administração, e tem competência para aprovar, entre outras matérias, assuntos que exigem um “quórum” qualificado de acionistas. Estes incluem transações com partes relacionadas, reorganizações societárias e a data e o 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 podem 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), regulamentações da ANEEL; (ii) as leis e regulamentos que se aplicam às empresas de capital aberto com títulos negociados no mercado de capitais brasileiro, como a Lei nº 6.404/76 (“Lei das Sociedades por Ações”), regulamentações da CVM; (iii) leis e regulamentos que se aplicam às empresas brasileiras de capital público majoritário, como a Lei nº 8.666/93 (a “Lei de Licitações”) e a Lei nº 13.303/16 (a “Lei das Estatais”); e (iv) leis

e regulamentos aplicáveis às empresas brasileiras que têm títulos negociados no mercado de capitais norte-americano, como a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, o *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA), e regulamentos da *U.S. Securities and Exchange Commission* (SEC), entre outros.

Além disso, o Brasil vem nos últimos anos intensificando e aprimorando sua legislação e estruturas referentes à defesa da concorrência, ao combate à improbidade e à prevenção das práticas de corrupção. Por exemplo, 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 incluídos aqueles relacionados a processos de licitação e contratos administrativos, e determinou duras penas às empresas punidas.

A empresa tem um grande número de contratos administrativos com altos valores e uma grande quantidade de fornecedores e clientes, o que eleva sua exposição a riscos de fraudes e improbidades administrativas.

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 Corporativa, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (“IBGC”) e do sistema COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). Além disso, devido à participação majoritária do Governo Estadual em nossa estrutura acionária, somos requeridos 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, Lei das Estatais e outras legislações complementares.

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 (em relação a trabalho, impostos, meio ambiente, energia, entre outros), ou violações dos nossos mecanismos de controle interno, 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 ou jurídicas contratadas, ou outros agentes que possam representar a Companhia junto a terceiros, especialmente o Poder Público.

Podemos também não ser capazes de prevenir completamente erros contábeis em nossos relatórios financeiros e impedir a ocorrência de fraquezas materiais no futuro. Nossa administração identificou uma fraqueza material em nossos controles internos sobre os relatórios financeiros em 2017. Para obter mais informações sobre as fraquezas materiais identificadas pela nossa administração, veja: “Item 15 – Controles e Procedimentos – Relatório Anual da Administração acerca do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros”.

Além disso, podemos ser incapazes de reportar os resultados de nossas operações e outras informações relevantes com precisão e pontualidade em períodos futuros, remediar a fraqueza material identificada com sucesso 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 com fraquezas materiais, e a não apresentação precisa e tempestiva de informações requeridas por autoridades públicas podem implicar em multas, perdas de licenças, danos à nossa reputação e significativos prejuízos financeiros.

Se nossos esforços para remediar a fraqueza material não forem bem-sucedidos, talvez não possamos reportar os resultados da Companhia de forma precisa e em tempo hábil para períodos futuros e fazer os nossos registros necessários com as autoridades governamentais, incluindo a SEC. Existe também o risco de que existam erros contábeis em nossos relatórios financeiros, e não podemos estar certos de que, no futuro, falhas materiais adicionais não existirão ou não serão descobertas. Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

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 consequências negativas severas 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 e hackers experientes podem invadir nossa rede de segurança e apropriar-se indevidamente ou comprometer nossas informações confidenciais ou de terceiros, criar interrupções no sistema ou causar paralisações. Esses invasores também podem desenvolver e inserir vírus, worms e outros programas de software mal-intencionados que atacam nossos produtos ou exploram qualquer vulnerabilidade de segurança de nossos produtos.

Além disso, os componentes físicos (hardware) e lógicos (software) que produzimos ou adquirimos de terceiros, podem apresentar defeitos de projeto ou fabricação, incluindo panes e outros problemas que podem interferir inesperadamente na operação do sistema.

Os custos que podemos ter para reparar os mencionados problemas de vulnerabilidades de segurança, seja antes ou depois de incidentes cibernéticos, podem ser significantes. 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, pode 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 nas áreas operacionais pode afetar adversamente nossos negócios e os resultados das operações.

Há a possibilidade de passarmos por escassez de pessoal qualificado. Nos últimos dois anos, vimos realizando um programa de incentivo à demissão voluntária aberto a todos os nossos funcionários, que nos possibilitou reduzir nosso pessoal em cerca de 25%. Esta redução nos permitiu nos adequarmos aos níveis de referência do mercado indicados em um estudo de Planejamento Estratégico, que teve como objetivo tornar possível atingir o nível ideal de eficiência em recursos humanos exigido nos contratos de concessão. Nosso sucesso depende de nossa capacidade de continuar a treinar eficazmente nosso pessoal de forma que os profissionais, no futuro, possam assumir altos cargos qualificados. Nós não podemos assegurar que poderemos treinar, qualificar ou reter, de forma adequada, o pessoal qualificado, ou que poderemos fazer isso sem custos ou atrasos. Tampouco podemos assegurar que poderemos contratar novos profissionais qualificados, em particular em áreas operacionais, caso se configure esta necessidade. Qualquer falha nas ações planejadas pode afetar adversamente os resultados das nossas operações e dos nossos negócios.

A instabilidade das taxas de inflação e de juros pode 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 2,95% em 2017, 6,29% em 2016, 10,67% em 2015, 6,41% em 2014 e 5,91% em 2013, 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 de 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 do CDI, ou da inflação, pode afetar negativamente a receita gerada pelos nossos investimentos financeiros, mas também possui o efeito positivo de reavaliação dos ajustes nos saldos de ativos financeiros de nossas concessões.

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 podem ser pagos a partir do lucro líquido acumulado em cada exercício fiscal ou dos lucros acumulados de anos anteriores ou de reservas de lucros acumuladas. Os 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 regulamentadas.

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 da parcela do patrimônio líquido representado por nossas ações. Caso não apresentemos lucro líquido, ou nosso lucro líquido seja insuficiente em determinado exercício social, nossa administração pode 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 clientes. Estas 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 três 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 para atendimento aos clientes, 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 IPCA, menos um fator de produtividade e eficiência, conhecido como Fator X, que considera aspectos como produtividade da distribuição e padrões de qualidade de serviço. A cada cinco anos, há uma Revisão Periódica Tarifária (“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 (“RAP”) para nossas empresas de transmissão, e reajustes que resultem em redução dessas RAP podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

As RAP 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 foi em julho de 2009 e a próxima está agendada para julho de 2018, conforme estipulação do nosso contrato de concessão. Entretanto, as regras para a revisão tarifária estão sendo debatidas entre a ANEEL e a sociedade, incluindo as companhias de transmissão, e elas não estão concluídas. Essa revisão pode ser postergada até julho de 2019, com efeitos retroativos. 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 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 nº 12.783/13, o que resultou no ajuste na RAP destas concessões, reduzindo a receita que receberemos delas. 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 a Lei nº 12.783/13, a compensação será recebida pela redução na RAP dos ativos em operação antes do ano 2000, no prazo de 30 anos, correção monetária 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 e que o custo de capital seja adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas. Tendo isso em vista, foi aberta a 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 energéticos.

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. Ademais, os danos causados a clientes finais em decorrência de interrupções ou distúrbios do sistema de geração, transmissão ou distribuição, nos casos em que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema (“ONS”) ou a ele próprio, 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. Esses processos envolvem uma ampla gama de questões e visam a obtenção de 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 Companhia. Veja “Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos”. Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem provisões para contingências no montante de R\$ 678 milhões, em 31 de dezembro de 2017, 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 pode 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, certos membros de nossa administração estão envolvidos como réus em processos criminais que estão atualmente pendentes, o que pode desviar nossa administração e nos afetar negativamente e a nossa reputação. Veja o “Item 6. Principais Processos Cíveis e Criminais Envolvendo Membros Chave da 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, podem ter efeitos adversos significativos sobre os resultados operacionais e nossa condição financeira, em função de atrasos na implementação de projetos de energia, 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 concretizarem, há a possibilidade de não termos condições de gerar, transmitir e distribuir energia nas quantidades consistentes com nossas projeções, o que pode gerar um efeito adverso significativo 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 pode nos gerar custos adicionais inesperados, resultando em efeitos adversos 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/ou 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 serão 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 podem nos gerar custos adicionais inesperados e significativos, que podem 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 de funcionários de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e de nossos negócios.

Todos os nossos funcionários são 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 manifestações trabalhistas. 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 reverterem 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 seria igual ao valor de mercado dos ativos revertidos. Essas restrições de liquidação podem diminuir significativamente os valores disponíveis para os nossos 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 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 nº 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, esperava realizar em 2017 a primeira revisão tarifária da Gasmig. O processo de revisão demorou mais que o esperado, e deve ser finalizado em 2018. O processo de revisão tarifária visa a determinar a remuneração regulatória estipulada para o período de 2018 a 2022. A metodologia adotada determinará as margens máximas a serem aplicadas pela Gasmig de 2018 a 2022, em conformidade com as expectativas de investimentos, custos, volumes e outras variáveis do negócio. Essa revisão deverá ser objeto de consulta pública antes do final do primeiro semestre de 2018. Após a consulta pública, haverá uma decisão final do regulador 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.

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

Excluindo o setor de geração termelétrica, os volumes de vendas têm como sustentação o mercado industrial de grande escala, que representa 93,5% do volume de gás vendido a esse setor em 2017. Os maiores clientes da Gasmig concentram-se nas atividades de siderurgia, metalurgia, mineração e na polpa de celulose, que responderam, em conjunto, por 73,5% do volume não-termelétrico consumido em 2017.

Após três anos consecutivos de quedas significativas na produção, o setor brasileiro agora apresenta tendência de recuperação: no transcurso de 2017, o índice de produção, segundo dados de volumes da produção industrial do IBGE (Pesquisa Industrial Mensal – Produção Física, ou PIM-PF), melhorou em relação ao mês precedente, comparando os mesmos meses de 2016 e a produção industrial total do país subiu 2,5% sobre a do ano anterior.

Vale ressaltar que mesmo com esse comportamento positivo recente da indústria, ela recuperou apenas parte das perdas registradas nos últimos três anos e ainda se encontra 13,8% abaixo do nível de produção recorde alcançado em junho de 2013.

Em 2017, o volume vendido pela Gasmig ao setor industrial, compreendendo as companhias siderúrgicas, metalúrgicas e de mineração, cresceu 12,8% em relação ao ano de 2016, devido principalmente a ajustes operacionais em alguns de seus principais clientes. A continuidade da estrutura de mercado atendida pela Gasmig, em caso de reversão das expectativas e sob 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 janeiro de 2017, a Gasmig e a Petrobras firmaram o Sétimo Aditivo ao Contrato de Suprimento Adicional adequando a quantidade contratada, o preço do gás, dentre outros. O preço do gás adquirido da Petrobras tem uma variação definida por uma fórmula contratual e é reajustado de acordo com o preço do petróleo. Durante o período entre novembro de 2016 a novembro de 2017, o preço médio de aquisição para o mercado, excetuando termelétricas, teve uma elevação de cerca de 30,5%.

Desde o segundo semestre de 2016, a Petrobras vem diminuindo sua presença na cadeia de abastecimento de gás natural. Em 2017, vendeu parte do seu gasoduto de transporte para a Canadian Brookfield Infrastructure Partners, embora tenha mantido a operação do sistema de transporte de gás.

O governo brasileiro lançou o programa “Gás para Crescer”, que visa mudar o ambiente regulatório do Setor de Gás Natural, preparando-o para uma participação menos massiva da Petrobras. O Congresso Nacional deve, segundo se estima, analisar o projeto de lei do programa “Gás para Crescer” a partir de 2018. Não há, ainda, resultados sólidos dessa iniciativa, mas, ao final do contrato da Gasmig em 2021, a Petrobras deverá, segundo se estima, deixar de ser o único fornecedor do mercado brasileiro de gás natural. Em 2017, a Petrobras também revisou sua política de preços em fontes de energia que competem com o gás natural. O preço do GLP (gás liquefeito de petróleo) e óleo combustível sofreram muitas variações durante o ano, resultando em aumentos de 32,4% e 23,0%, respectivamente até 31 de dezembro de 2017. Os preços desses energéticos também variam de acordo com o preço do petróleo, o que resultaria em uma manutenção da competitividade com o gás.

Entretanto, é permitido à Petrobras, a qualquer momento, revisar a política de preços de seus produtos, o que pode alterar a demanda do mercado, uma vez que o preço orienta a escolha dos clientes entre gás natural e combustíveis concorrentes, em geral GLP, gás de petróleo e/ou petróleo combustível. Se isso ocorrer, a Petrobras pode impactar positiva ou negativamente a demanda por gás natural, impactando diretamente 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 Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior de Minas Gerais (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 desenvolvimento sustentável 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, os quais 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.

O ambiente político brasileiro tem influenciado, e continua a influenciar historicamente, 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 Presidente do Brasil até a próxima eleição presidencial, que está agendada para 2018. O próximo mandato presidencial tem início em 1º de janeiro de 2019. O presidente do Brasil tem poder para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira e, conseqüentemente, afetar as operações e o desempenho financeiro das empresas, incluindo o nosso. O Ministério Público brasileiro apresentou contra o presidente Temer e outros de seu partido acusações de participação em organização criminosa e obstrução de justiça. O presidente Temer negou as acusações, e o Congresso votou pelo arquivamento das denúncias contra ele.

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 e condição financeira podem 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 por empresas no exterior. As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo brasileiro, podem gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira. Caso as situações política e econômica se deteriore, poderemos também enfrentar aumento de custos.

A estabilidade do Real, moeda brasileira, é influenciada pelo seu relacionamento com a inflação, com o Dólar norte-americano e a política cambial do governo brasileiro. Nossos negócios podem 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 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 29 de dezembro de 2017, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar norte-americano era de R\$ 3,3121 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 brasileiro/Dólar norte-americano. A taxa de câmbio do Dólar pode ter um efeito material adverso sobre nós. A depreciação do Real frente ao Dólar norte-americano e outras principais moedas estrangeiras pode 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 pode 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 2015, 2016 e 2017 foram 10,67%, 6,29% e 2,95% respectivamente. Não é possível garantir que a inflação permanecerá nestes níveis, especialmente no patamar observado em 2017.

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 em aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e condição 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 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 Federal, 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 2017, a Bolsa de Valores de São Paulo (Brasil, Bolsa, Balcão S.A ou B3), a única bolsa de valores do Brasil na qual nossas ações são negociadas, teve capitalização anual de aproximadamente R\$ 3,16 trilhões e média diária de volume de negociações de aproximadamente R\$ 7,44 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 B3 (principal bolsa de valores brasileira), 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 Iorque, 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 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 precisaria ser reconhecida perante os tribunais brasileiros (na medida em que os tribunais brasileiros possam ter jurisdição), e esses tribunais aplicariam tal sentença sem qualquer novo julgamento ou reexame do mérito da ação original somente se tal sentença tiver sido previamente ratificada pelo STJ, de acordo com os artigos 216-A a 216-X do Regimento Interno do STJ (RISTJ), introduzidos pela Emenda Regimental nº 18/2014. 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 norte-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 no 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.

O governo brasileiro pode determinar que a tributação de ADSs de Detentores Não Residentes deve ser paga 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. Atualmente, a Companhia entende que ADSs não constituem propriedade localizada no Brasil e, portanto, não devem estar sujeitas à tributação brasileira retida na fonte; no entanto, as Autoridades Tributárias brasileiras podem tentar determinar a jurisdição brasileira, com o pagamento de imposto de renda no Brasil no caso de Detentores Não Residentes.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Contexto Histórico Organizacional

A CEMIG iniciou suas atividades em Minas Gerais em 22 de maio de 1952, como uma 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. O

nome completo da empresa é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, com sede na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

A fim de cumprir as disposições legais e regulatórias de acordo com a separação necessária de seus negócios verticalmente integrados, em 2004, a CEMIG incorporou duas subsidiárias integrais: 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, respectivamente.

Várias grandes empresas decidiram estar sediadas em Minas Gerais – por exemplo a Mannesmann, uma empresa siderúrgica produtora de tubos sem costura - devido à garantia dada pelo governo estadual de que a CEMIG seria capaz de suprir suas necessidades de energia. Naquela ocasião, as necessidades de energia da Mannesmann eram equivalentes à metade de todo o consumo do Estado de Minas Gerais.

As primeiras três usinas hidrelétricas construídas pela CEMIG foram comissionadas na década de 1950 – Tronqueiras, Itutinga e Salto Grande.

Em 1960, a CEMIG iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia. Durante o 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 hidrelétrico 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 comissionou a Usina Hidrelétrica São Simão, sua maior hidrelétrica na época. Nesta década, o Estado de Minas Gerais registrou avanços significativos na transmissão com a construção de 6.000 km de linhas de transmissão.

Na década de 1980, uma parceria entre a CEMIG, a Eletrobrás e o Governo Federal lançou o Programa Minas-Luz, para expandir o atendimento a populações de baixa renda em áreas rurais e subúrbios urbanos, incluindo as favelas. A usina hidrelétrica de Emborcação, no rio Paranaíba, entrou em operação em 1982. Na época, era a segunda maior usina hidrelétrica da Companhia, que, em conjunto com a de São Simão triplicou a sua capacidade de geração. 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 Gasmig (Companhia de Gás de Minas Gerais), uma subsidiária voltada para a distribuição de gás natural. Em 18 de setembro de 1986, a CEMIG alterou sua denominação de Centrais Elétricas de Minas Gerais para Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, para refletir a expansão de sua área de atuação, incluindo 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 (ANEEL).

Na década de 1990, mesmo durante a crise econômica, a CEMIG, de acordo com seus dados, atingiu aproximadamente cinco milhões de clientes. Nessa época, a CEMIG fez 237 mil novas ligações no abastecimento de energia em um único ano, um recorde em sua história. Ainda na década de 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. Igarapava foi comissionada em 1998.

No ano 2000, a CEMIG foi incluída pela primeira vez no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, reconhecimento que vem se repetindo desde então. A CEMIG vê isso como uma confirmação de sua dedicação ao equilíbrio entre os três pilares da sustentabilidade corporativa: econômico, ambiental e social. 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 clientes da CEMIG para mais de cinco milhões, pela primeira vez em sua história.

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 foram elevadas para o Nível 2 na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Em 2002, de acordo com seus registros, o número de clientes da CEMIG ultrapassou seis milhões pela primeira vez. E esse foi também o ano em que teve início a construção da Usina Hidrelétrica de Irapé, no Vale do Rio Jequitinhonha, e a Usina Termelétrica do Barreiro iniciou operações e a Usina Hidrelétrica de Funil foi inaugurada. 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 usinas hidrelétricas, como parte de um esforço para evitar o racionamento de energia, e estabeleceu vários centros de excelência e pesquisa - com foco em climatologia, geração termelétrica, eficiência energética e fontes de energia renovável.

No ano de 2004, a CEMIG teve alguns grandes desafios: o novo marco regulatório brasileiro entrou em vigor – seu principal requisito é a "desverticalização" das atividades de distribuição, geração e transmissão da CEMIG. 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, a CEMIG conectou em sua rede mais 230.000 novos clientes, e seu investimento em preservação ambiental totalizou R\$ 60 milhões. A Usina Hidrelétrica Irapé e Capim Branco I foram inauguradas em julho, e naquele mesmo ano, a CEMIG passou a atuar em outros estados, por meio da aquisição de uma participação significativa na Light S.A. ("Light"), cuja concessão está situada no estado do Rio de Janeiro, e da Transmissoras Brasileira de Energia ("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, a CEMIG adquiriu uma participação acionária em parques eólicos no estado do Ceará, no norte do Brasil, com capacidade de geração potencial total de aproximadamente 100 MW. Além disso, a CEMIG iniciou sua participação no projeto de geração da UHE Santo Antônio no rio Madeira.

Em abril de 2009, a CEMIG adquiriu a Terna Participações S.A., atualmente denominada Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA"). Em maio de 2013, ampliamos nossa participação no segmento de transmissão de energia com a aquisição de participações em cinco outras empresas de transmissão. Dessa forma, a CEMIG aumentou de 5,4% para 12,6% sua participação no mercado de transmissão de energia.

Em dezembro de 2009, a CEMIG assinou um contrato de compra de ações para adquirir até 13,03% da participação acionária da Andrade Gutierrez Concessões S.A. na Light. Esta aquisição foi concluída em 2010, iniciando o processo de consolidação de sua posição dentro do grupo acionista controlador 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. Continua a ser a única empresa no setor de energia da América Latina que foi incluída no "DJSI World" desde a criação desse índice.

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 um contrato com a Light para a aquisição de 49% do capital social da Lightger S.A., uma sociedade de propósito específico ("SPC") com autorização para a operação comercial da Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi.

Em 2011, a CEMIG expandiu sua participação em ativos relevantes de geração e transmissão, incluindo a aquisição, pela Amazônia Energia S.A. (da qual a CEMIG e a Light possuem, respectivamente, 74,5% e 25,5% do capital total) de 9,77% da Norte Energia S.A. ("NESA"), proprietária 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. ("Renova"), que há mais de uma década atua no segmento de pequenas centrais hidrelétricas ("PCHs"), e parques eólicos.

No ano de 2012, a CEMIG concluiu a consolidação de seus investimentos no setor de transmissão de energia elétrica, transferindo os 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 (“ISE”), da Bolsa de Valores de São Paulo (“B3”).

A seguir, estão descritas algumas atividades da CEMIG, 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:

- A 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 B3. Como resultado desta oferta pública, a Redentor Energia saiu do segmento de listagem do Novo Mercado, mas permanecendo listada no segmento tradicional da B3;
- A CEMIG GT celebrou um Contrato de Compra e Venda de Ações com a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.), 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., Light Energia S.A. (“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. (“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 (GNC) e nos segmentos de distribuição residencial;
- Aquisição pela Empresa Amazonense de Transmissão de Energia (“EATE”) da participação acionária detida pela Orteng Equipamentos e Sistemas S.A. (“Orteng”), na Transmineiras (um grupo de três concessionárias constituídas pela Companhia Transleste 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” (linha de transmissão de energia de 500 kV) do Leilão ANEEL nº 013/2013, constituindo, em decorrência, a Mariana Transmissora de Energia Elétrica S.A.;
- Negociação para criação da empresa Aliança Geração de Energia S.A. (“Aliança”), para ser uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pela CEMIG GT e Vale S.A. (“Vale”), em consórcios de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia.
- 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 à CEMIG, 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 na MESA que era detida pela Andrade Gutierrez Participações S.A. e, posteriormente, pela SAAG Investimentos S.A. (“SAAG”). A CEMIG GT adquiriu, no segundo semestre de 2014, uma 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 (“FIP 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. (“SAESA”). Em 31 de dezembro de 2017, a participação indireta total da CEMIG na SAESA é de 18,13%;

- Criação pela Renova, de 17 SPEs de geração eólica para participações em leilões de geração de energia 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;
- 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 jurídicos, ambientais, técnicos 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 acionária na Empresa Regional de Transmissão de Energia SA - 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. O objetivo dessas empresas é deter participações acionárias em outras empresas na área de geração e comercialização de energia, e vendas de energia;
- 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.

A seguir, estão descritas algumas atividades relacionadas à CEMIG, 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. (“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 uma oferta pública de aquisição de ações da Redentor Energia S.A. (“Redentor”) e de exclusão das ações da Redentor da B3. Como resultado, a Parati passou a deter 99,79% de participação da Redentor; e

A CEMIG GT venceu a concessão do Lote D no Leilão ANEEL nº 012/2015, para determinação de concessões para usinas hidrelétricas sob regime de alocação de capacidade de geração e garantias de aproveitamento físico. O lote D é composto por 13 usinas que antes pertenciam à CEMIG, e outras cinco usinas pertencentes a Furnas Centrais Elétricas S.A. As usinas hidrelétricas pertencentes anteriormente a 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, estão descritas algumas atividades relacionadas à CEMIG, 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 (“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%.

Contrato de Investimento para aporte de capital na Ativas assinado pela Cemig Telecom

A CEMIG Telecomunicações S.A. (“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. (‘Sonda’), para um aporte de capital na Ativas Data Center S.A. (‘Ativas’), em parceria com a Ativas Participações S.A. (‘Ativas Participações’), empresa controlada do Grupo Asamar.

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 milhões, valor a ser ajustado no encerramento. Esta transação foi concluída em 6 de outubro de 2016.

Usina Hidrelétrica de Miranda

Em 22 de dezembro de 2016, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) concedeu medida liminar à CEMIG GT mantendo-a em controle da Usina Hidrelétrica de Miranda, em Minas Gerais, na base inicial estabelecida no Contrato de Concessão nº 007/97, até a conclusão do julgamento do pedido de mandado de segurança apresentado pela CEMIG GT. Em resposta a uma moção para revisão do julgamento proferido pelo Governo Federal contra o recurso interno, o relator revogou essa tutela cautelar em 29 de março de 2017.

Grupo Renova:

Em 2 de fevereiro de 2016, o Conselho de Administração da Renova aprovou um aumento de capital da Renova, no qual participaremos por meio de nossa subsidiária integral CEMIG GT, que aprovou a alocação 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. (“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. (“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 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.

A CEMIG aumentou seu capital na Renova, por meio de sua subsidiária integral CEMIG GT, no valor de até R\$ 240 milhões. Esse aumento de capital foi ratificado em 21 de junho de 2016, por um valor total de R\$ 280 milhões (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 integralizadas pelo preço de emissão de R\$ 6,66 por ação (ordinária ou preferencial) e R\$ 19,98 por unit.

Investimento na Renova – Perdas por redução ao valor recuperável 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.

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. Em 26 de maio de 2017, A Renova e a Terraform Global celebraram um acordo no qual as partes concordam em encerrar o processo de arbitragem mediante compensações de US\$15,0 milhões à Renova.

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 na CEMIG foi proporcional a sua participação, na época 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 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 proveu que as partes optassem por fazer pagamentos antecipados de energia. Os pagamentos foram 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 à 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. (“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 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 milhão 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.

Aumento de Capital da Renova

A CEMIG GT aumentou sua participação na Renova no montante de R\$ 56 milhões através de um aumento de capital que foi ratificado em 21 de junho de 2017, no valor total de R\$ 112,8 milhões por meio da emissão de 50.888.993 ações ordinárias e 5.492.938 ações preferenciais, subscritas e integralizadas ao preço de emissão de R\$ 2,00 por ação (ordinária ou preferencial) e R\$ 6,00 por unit.

Venda do Complexo Eólico de Alto Sertão III pela Renova

Em 12 de novembro de 2017, a Renova recebeu uma proposta vinculante da Brookfield para aporte primário de R\$ 1,4 bilhão na Renova, ao preço de R\$ 6,00 por unit. A oferta incluiu adicionalmente um *earn-out* de até R\$ 1,00 por unit, relativo a qualquer valor recebido pela Companhia decorrente de ajuste futuro no Preço do Complexo Eólico Alto Sertão II. A proposta também especifica condições precedentes que são comuns neste tipo de transação. Esta proposta foi aceita pelo Conselho de Administração da Renova em 24 de novembro de 2017.

Em 23 de fevereiro de 2018, a Renova recebeu uma nova proposta vinculante da Brookfield, substituindo a oferta anterior de capitalização primária (proposta de 12 de novembro de 2017). Esta nova proposta previa a aquisição de todos os ativos do Completo do Alto Sertão III (“Complexo ASIII”), além de outros projetos em desenvolvimento com capacidade de geração total prevista de aproximadamente 1,1 GW. O valor proposto para o Complexo ASIII foi de R\$ 650 milhões, a ser pago após a conclusão da transação (“Preço”). O Preço estaria sujeito a ajustes regulares pós-fechamento e a um mecanismo de *earn-out* que pode aumentar o Preço até R\$ 150 milhões adicionais.

Em 27 de fevereiro de 2018, o Conselho de Administração da Renova aceitou a oferta vinculante de 23 de fevereiro de 2018 da Brookfield para a aquisição do Complexo ASIII e de outros projetos de energia eólica em desenvolvimento. O Conselho de Administração da Renova também aprovou a concessão à Brookfield de um prazo de exclusividade de até 60 dias para a negociação e a execução dos documentos da transação. O prazo de exclusividade terminou, mas a negociação entre a Renova, seus acionistas e a Brookfield ainda continua e a conclusão final da transação ocorrerá após a conclusão do acordo e a consideração e aprovação dos órgãos de governança da Renova e de seus acionistas controladores, e depois de todas as condições precedentes serem atendidas.

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 (“ANEEL”). O Lote P é composto por 90 km de linhas de transmissão e duas subestações no Estado de Tocantins. A ANEEL concedeu à 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 (“Oferta Restrita”) de 65.702.230 units (sendo cada unit evidenciada pelo Certificados de Depósito de Ações, cada uma representando uma ação ordinária e duas ações preferenciais em circulação) (“Units”) oferecidas e vendidas pelo Fundo de Investimento em Participações Coliseu (“FIP Coliseu”) e 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 total da TAESA, pelo valor total de R\$ 1.055.932.217,19.

Alterações no Acordo de Acionistas da Parati

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. “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 passaram a ser acionistas diretos da RME e da Luce Empreendimentos e Participações S.A. (“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.

Em novembro de 2017, a Companhia firmou determinadas alterações no acordo de acionistas da RME, um dos sucessores da Parati. A principal alteração decorrente dessas alterações é o adiamento do exercício da opção de venda sobre as ações ordinárias da RME para 23 de novembro de 2018.

Na sua essência, as obrigações da opção de venda permaneceram da seguinte forma:

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 três datas de exercício distintas:

a) Primeira janela de exercício: até 23 de setembro de 2016, somente em relação às ações preferenciais, até o limite de 153.634.195 ações preferenciais da RME e Lepsa, representativas de 14,30% do total das ações da Light detidas pelos outros acionistas diretos. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG liquidou em 30 de novembro de 2016.

b) Segunda janela de exercício da opção: até 23 de setembro de 2017, inclusive, e não restrito às ações preferenciais da RME e da Lepsa, podendo incluir a totalidade das ações ordinárias da Lepsa, representando 5,49% do total das ações da Light detidas pelos outros acionistas diretos, independentemente do exercício da opção de venda na primeira janela de pagamento. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG liquidou em 30 de novembro de 2017.

c) Janela de exercício da terceira opção: até 23 de setembro de 2018, inclusive, apenas para as ações ordinárias da RME, independentemente do exercício da opção de venda na primeira ou na segunda janela de pagamento. Com relação às ações colocadas nesta janela de exercício, a CEMIG deverá efetuar o pagamento até 30 de novembro de 2018.

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

A seguir, estão descritas algumas atividades relacionadas à CEMIG, subsidiárias, controladas em conjunto e associadas durante o exercício de 2017:

Reperfilamento da Dívida e Amortização da Opção de Venda da Light

Em 15 de setembro de 2017, a CEMIG recebeu Notificações de Intenção de Exercício de Opção de Venda no âmbito da “Segunda Janela de Exercício”, do BB-Banco de Investimento S.A. (“BB-BI”), da BV Financeira S.A. – Crédito, Financiamento e Investimento (“BV Financeira”) e do Banco Santander (Brasil) S.A. (“Santander”) (em conjunto “Bancos Acionistas”), comunicando a decisão, em caráter irrevogável, do exercício do seu direito de vender a totalidade da sua participação em ações ordinárias e preferenciais (“Ações Objeto da Opção de Venda”) representando a totalidade das suas participações acionárias na Lepsa e na RME (em conjunto “Companhias”). Esta opção de venda foi exercida consoante o disposto nas cláusulas 6.1.4 e 6.3 dos Acordos de Acionistas das Companhias (“Opção de Venda - Segunda Janela”), celebrados em 31 de outubro de 2016 e conforme aditados, entre a CEMIG e os Bancos Acionistas, com a interveniência e anuência das Companhias (“Acordo de Acionistas da Lepsa” e “Acordo de Acionistas da RME”). A aquisição das ações por parte da CEMIG ocorreu no dia 30 de novembro de 2017.

Houve negociações com os Bancos Acionistas visando a postergação por 12 meses (até novembro de 2018) da data de vencimento da opção de venda, o que permitiria à CEMIG se desfazer do investimento em participações na Light. A CEMIG realizou uma venda em bloco de parte da sua participação na TAESA no dia 24 de novembro de 2017 e depositou os recursos obtidos em uma conta vinculada que a Companhia mantém com os recursos de uma venda anterior de ações da TAESA. Em 30 de novembro de 2017, a CEMIG pagou o valor de R\$ 1.016 milhão referente à opção de venda adquirindo ações preferenciais da RME e ações ordinárias e preferenciais da Lepsa.

A prorrogação de 12 meses foi negociada com os Bancos Acionistas visando postergar até 30 de novembro de 2018 o prazo referente às ações ordinárias da RME. A base para a negociação dessa postergação é o fato de que se exercida a opção de venda das ações ordinárias, a Light poderia se tornar uma Companhia estatal, uma vez que a CEMIG passaria a deter, diretamente e indiretamente, 52,12% do capital acionário da Light. Isto levaria a uma aceleração de diversos acordos de financiamento da Light que possuem cláusulas *cross-default* resultando, por conseguinte, em uma queda acentuada nos preços das ações da Light, gerando um efeito adverso significativo sobre a CEMIG. Veja mais detalhes na Nota 30 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Decisão sobre alienação de participação na Light

Em 21 de junho de 2017, o Conselho de Administração da CEMIG decidiu dar início ao processo de alienação da totalidade da sua participação no capital acionário da Light S.A. (“Light”) e no dia 14 de julho de 2017, a RME e a Lepsa tomaram formalmente a decisão de iniciar o processo de alienação da totalidade da participação que possuíam na Light. Com isto, foi formalizada a decisão conjunta da CEMIG, da RME e da Lepsa de alienarem a totalidade do bloco de participação de controle na Light, compreendendo uma participação conjunta de 52,12% do capital acionário da Light.

A CEMIG recebeu propostas não vinculantes relacionadas a seu processo de desinvestimento, em decorrência da primeira fase do acesso a documentos e informações da sala de informações disponibilizada a potenciais investidores do Grupo Light. A CEMIG está analisando propostas para selecionar as que potencialmente serão incluídas na fase seguinte. Se for feita uma seleção, a conclusão do processo de desinvestimento também será submetida a: uma fase de *due diligence*, incluindo visitas técnicas; envio de propostas vinculantes; negociações; aprovações finais para assinatura de acordos definitivos para a transação; e aprovações das condições prévias usuais nesse tipo de operação.

Venda do complexo eólico de Alto Sertão II pela Renova

Em 3 de agosto de 2017, a Companhia Renova, afiliada à CEMIG GT, concluiu a venda para a AES Tietê Energia (“AES Tietê”) da totalidade da participação da Renova na Nova Energia Holding S.A. (“Nova Energia”), que, através da Renova Eólica Participações S.A. (“Renova Eólica”), possui o Complexo Eólico Alto Sertão II (o “Complexo”). O valor base de aquisição (“o Preço de Aquisição”) foi R\$ 600 milhões e a AES Tietê além disto, assumiu as dívidas do Complexo Alto Sertão II, que totalizava R\$ 1,15 bilhão no dia 31 de dezembro de 2016. O Preço de Aquisição deverá ser ajustado com base em certas variações do capital de giro e da dívida líquida do Complexo. Ele pode também ser elevado em até R\$ 100 milhões a título de *earn-out*, dependendo da performance apurada do Complexo no período de cinco anos a contar da conclusão da transação. A parcela totalizando R\$ 364,6 milhões do Preço de Aquisição foi utilizada para amortização extraordinária de

debêntures da Terceira Emissão de Debêntures Não Conversíveis da Renova (quirografia, com garantia adicional real, em série única, para distribuição pública, com esforços restritos), liquidando a totalidade do saldo pendente do principal e juros remuneratórios devidos pela Renova conforme tal emissão.

Alienação de ações da TerraForm Global Inc.

Em 26 de maio de 2017, a Renova celebrou um Acordo de Aquisição de Ações e vendeu sua participação na TerraForm Global Inc. à Orion US Holding 1 L.P., um veículo da Brookfield Asset Management. O preço de aquisição foi de US\$ 92,8 milhões pagos à Renova em caixa mediante fechamento da transação, após satisfação de certas condições. Além disto, na mesma data, a Renova e a Terraform Global firmaram um acordo segundo o qual as partes realizaram determinados procedimentos de arbitragem, mediante pagamento de uma compensação à Renova de US\$ 15,0 milhões. A transação foi concluída em 3 de julho de 2017.

A administração da Renova declarou que a transação está alinhada com sua nova estratégia direcional, cujas metas são: (i) a restauração do equilíbrio da sua estrutura de capital; e (ii) a sustentabilidade do negócio no longo prazo.

Investimento na Renova

A Renova está em atraso em alguns pagamentos e está negociando com credores de diversos contratos. Em decorrência disto, a administração da Renova, visando reequilibrar sua liquidez e a estrutura da sua geração de caixa, vem tomando várias medidas, tais como: a venda de ativos, a redução da estrutura administrativa e operacional e de custos administrativos, e reforçando o compromisso de acionistas com o suporte financeiro.

Venda da participação da Coliseu na TAESA

Em 13 de junho de 2017, a TAESA, Companhia afiliada à CEMIG, recebeu uma notificação da ISA Investimentos e Participações do Brasil S.A. (“ISA Brasil”) referente à alienação de ações ordinárias da TAESA detidas pelo Fundo de Investimento em Participações Coliseu e pelo Fundo de Investimento em Ações Taurus, em conformidade com o contrato de compra de ações firmado em 27 de dezembro de 2016 entre os vendedores e a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (“o Comprador”).

Em conformidade com os termos do contrato de compra de ações, os vendedores venderam no agregado 153.775.790 ações ordinárias, representando 26,03% do capital votante e 14,88% do capital total da TAESA. Essas ações foram transferidas à ISA Brasil (veículo de investimento do Comprador) em 13 de junho de 2017, por cerca de R\$ 1 bilhão. A ISA Brasil está agora sujeita ao Acordo de Acionistas da TAESA.

Transferência de Companhias de transmissão para a TAESA

Em 13 de julho de 2017, a CEMIG GT firmou um acordo referente a uma reestruturação societária envolvendo a transferência para a TAESA das participações acionárias detidas pela CEMIG nas seguintes Companhias detentoras de concessões de serviço público de transmissão de energia (todas, em conjunto, denominadas “as Companhias Transmineiras”): Companhia Transleste de Transmissão S.A. (“Transleste”), Companhia Transudeste de Transmissão S.A. (“Transudeste”) e Companhia Transirapé de Transmissão S.A. (“Transirapé”).

O valor inicial da transação foi cerca de R\$ 76 milhões, a serem pagos na data de fechamento da operação. Esse valor estará sujeito a ajustes conforme: (i) variação acumulada da inflação medida pelo IPCA de 1º de janeiro 2017, inclusive, até o dia imediatamente anterior à data da assinatura do contrato; e (ii) variação acumulada resultante da aplicação de 100% da taxa CDI, desde a data da assinatura, inclusive, até o dia imediatamente anterior à data de fechamento, e está sujeito ao desconto de quaisquer montantes de dividendos e/ou juros sobre capital próprio declarados em 1º de janeiro de 2017 (inclusive) pelas Companhias Transmineiras em favor da CEMIG GT, estejam pagos ou não, até a data de fechamento, devidamente atualizados pela variação acumulada da inflação medida pelo IPCA desde a data do pagamento até o dia imediatamente anterior à data do fechamento.

Em conformidade com os termos do contrato, uma parcela posterior, com valor máximo de R\$ 11,7 milhões, pode ser dividida entre a TAESA e a CEMIG GT se as Companhias Transmineiras obtiverem uma decisão favorável em certos processos

que estão em andamento. Esse valor deverá ser atualizado pela variação acumulada resultante da aplicação de 100% da taxa CDI de 1º de janeiro de 2017, inclusive, até o dia imediatamente anterior à data do pagamento.

Após a aprovação da autoridade antitruste brasileira, o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica), da ANEEL (agência regulatória brasileira do setor de energia) e dos bancos de financiamento, no dia 30 de novembro de 2017, a CEMIG concluiu a reestruturação societária que envolveu a transferência para a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. das participações detidas pela Cemig nas seguintes concessionárias: Companhia Transleste de Transmissão S.A., Companhia Transudeste de Transmissão S.A. e Companhia Transirapé de Transmissão S.A. O valor recebido pela CEMIG nessa Transação foi R\$ 56 milhões – isto sendo o valor resultante da atualização monetária conforme: (i) a variação acumulada da inflação medida pelo IPCA, de 1º de janeiro de 2017, inclusive, até a data imediatamente anterior à assinatura do documento final de fechamento da Operação; e (ii) variação acumulada de 100% (cem por cento) da taxa CDI na data da assinatura, inclusive, até a data imediatamente anterior à data do fechamento e após desconto de: quaisquer montantes de dividendos e/ou juros sobre capital próprio declarados em 1º de janeiro de 2017 (inclusive) pelas Companhias Transmineiras em favor da CEMIG, estejam pagos ou não, até a data do fechamento da Operação, com atualização monetária segundo o IPCA da data do pagamento até o dia útil imediatamente anterior à data de fechamento da operação.

TAESA – Consórcio Columbia

Em 24 de abril de 2017, o Consórcio Columbia formado pela TAESA e pela CTEEP arrematou o Lote 1 no Leilão de Transmissão nº 5/2016, realizado pela ANEEL oferecendo R\$ 267 milhões da Receita Anual Permitida (RAP). O projeto, que deverá requerer R\$ 1,936 milhão em investimentos, compreenderá (i) as linhas de transmissão Guairá–Sarandi, de 525 kV, com extensão de 266,3 quilômetros; (ii) as linhas de transmissão Foz do Iguaçu–Guairá, com extensão de 173 quilômetros; (iii) as linhas de transmissão Londrina–Sarandi, com extensão de 75,5 quilômetros; e (iv) a linha Sarandi–Paranavaí Norte, de 230 kV, com extensão de 85 quilômetros, mais a construção e operação de três subestações (Guairá, Sarandi e Paranavaí Norte), localizadas no Paraná. O prazo para execução da obra é de 60 meses e o início da operação comercial está agendado para agosto de 2022.

A CEMIG vendeu 34 milhões de Units da Taesa

Em 24 de novembro de 2017, a CEMIG vendeu, em leilão na bolsa B3 (‘o Leilão’) 34.000.000 de Units da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (‘Taesa’) (TAEE11), ao preço de R\$ 21,10 por Unit. Isto reduz a participação da CEMIG no capital social da Taesa de 31,54% para 21,68%. A CEMIG possui agora 218.369.999 ações ordinárias, o equivalente a 36,97% do total de ações ordinárias da Taesa e 5.646.184 ações preferenciais: 1,28% do total de ações preferenciais da Taesa. O bloco de controle da Taesa continua inalterado, pois as ações vendidas não estão vinculadas ao Acordo de Acionistas. Os recursos obtidos com a venda deverão ser mantidos em uma conta vinculada que visa honrar os compromissos da Companhia relacionados à opção de venda outorgada pela CEMIG aos acionistas da Rio Minas Energia Participações S.A. (‘RME’) e Luce Empreendimentos e Participações S.A. (‘Lepsa’).

Oferta pela participação na Usina Hidrelétrica Santo Antônio

Em 26 de junho de 2017, a CEMIG recebeu da State Power Investment Overseas Co. Ltd. (“SPIC Overseas”), da China, uma oferta de compra da participação detida pela CEMIG GT e pela SAAG Investimentos S.A. (“SAAG”) na Madeira Energia S.A. (“Mesa”), que detém a concessão para operação da Usina Hidrelétrica Santo Antônio.

A partir dessa proposta, as partes entraram em processo de negociação visando chegar a uma base comum para a avaliação da Mesa e para o preço de compra das ações. Esse processo de negociação foi suspenso temporariamente ao final de julho de 2017 e foi retomado em março de 2018.

Refinanciamento da dívida bancária da CEMIG

Em 2017, a CEMIG iniciou negociações com seus principais credores visando um refinanciamento da sua dívida bancária, num total de R\$ 3,4 bilhões, com o fim de refinarciar as dívidas de curto e médio prazos da CEMIG GT e da CEMIG D e, posteriormente, equilibrar os fluxos de caixa de curto e médio prazos da CEMIG. O reperfilamento da dívida envolveu os cronogramas de amortizações, anteriormente com vencimentos entre 2017 e 2020, e a conversão do atual endividamento em instrumentos com carência durante o ano de 2018 para amortização do principal e vencimentos finais em 2022.

Em dezembro, a CEMIG D concluiu o reperfilamento da sua dívida com uma emissão de títulos no mercado brasileiro no valor de R\$ 1.575 milhões e aditivos em contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R\$ 500 milhões) e com a Caixa Econômica Federal – CEF (R\$ 625 milhões). Quanto à CEMIG GT, foram efetuados aditivos em contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R\$ 741 milhões). No agregado, o reperfilamento da dívida bancária compreendeu cerca de R\$ 3,4 bilhões. O novo endividamento da CEMIG D deverá pagar juros de 146,5% da variação do CDI (taxa de juros brasileira), enquanto o novo endividamento da CEMIG GT deverá ter um custo de 140% da variação do CDI. A amortização do principal deverá ter início em 2019, com pagamentos mensais com a seguinte distribuição: 33,36% em 2019 e 2020 e 33,28% em 2021 para a CEMIG GT; e 6,75% em 2019, 13,50% em 2020, 27% em 2021, 11,25% e uma liquidação do valor residual de 41,50% em 2022, para a CEMIG D.

O Refinanciamento da Dívida Bancária não envolve uma redução do principal, e os novos contratos são de endividamento sênior com garantias reais. A garantia para o refinanciamento da dívida bancária da CEMIG GT é composta de um mecanismo de cash sweep na venda de ativos da CEMIG GT (35% dos recursos obtidos com cada venda de ativos), compromisso de utilização dos recursos provenientes dos dividendos recebidos de algumas das subsidiárias da CEMIG e da CEMIG GT e compromisso de utilização dos recursos provenientes de recebíveis (R\$ 125 milhões por mês durante a vigência do novo contrato de crédito). A garantia para o Refinanciamento da Dívida Bancária da CEMIG D se compõe de um mecanismo de cash sweep sobre vendas de ativos da CEMIG Holding (35% dos recursos obtidos com cada venda de ativo) e compromisso de utilização dos recursos provenientes de recebíveis (R\$ 400 milhões por mês durante a vigência do novo contrato de crédito).

Aumento de Capital da CEMIG

Em 26 de outubro de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CEMIG aprovou um aumento do capital acionário da Companhia através da emissão de novas ações, disponível para subscrição somente para os atuais acionistas da Companhia, com os seguintes termos e condições (o “Aumento de Capital”):

1. Montante do Aumento de Capital: até R\$ 1 bilhão através da emissão de até 199.910.947 novas ações cada uma com valor nominal de R\$ 5,00, ao preço de emissão de R\$ 6,57, tanto para as ações ordinárias como para as preferenciais. A diferença entre o preço de emissão (R\$ 6,57) e o preço nominal (R\$ 5,00) será alocado na conta de reserva de capital;
2. Novas ações: até 199.910.947 novas ações nominais (sendo até 66.849.505 ações ordinárias nominais e até 133.061.422 ações preferenciais nominais). As novas ações têm os mesmos direitos das ações de mesma classe, inclusive direitos relacionados a dividendos e/ou distribuições sobre o capital que possam ser anunciados pela Companhia.
3. Subscrição de novas ações: o Aumento de Capital foi implementado por meio de subscrição particular e os acionistas da CEMIG se qualificam para exercer direito de preferência na proporção de suas participações sociais, sendo 15,89% de nova ação para cada ação que possuírem no momento do fechamento do mercado em 25 de outubro de 2017.
4. Prazo para exercício do direito de preferência: o direito de preferência para a subscrição das novas ações foi exercido pelos acionistas entre 30 de outubro de 2017 e 29 de novembro de 2017.
5. Ações Remanescentes: Nem todas as novas ações emitidas foram subscritas, e os acionistas que se qualificam para subscrever a sobra das ações puderam fazê-lo pelo mesmo preço e nas mesmas condições.

Em 21 de março de 2018, todas as Ações Remanescentes foram vendidas em um leilão público, resultando em recursos para o Aumento de capital de R\$ 1,3 bilhão. No dia 23 de abril de 2018, a Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas aprovou o Aumento de Capital e o resultante aditamento do Estatuto Social da CEMIG, no qual consta o novo valor do capital acionário da Companhia totalizando R\$ 7.294 milhões, representados por 487.614.213 ações ordinárias e 971.138.388 ações preferenciais.

A CEMIG não registrou a oferta do Aumento de Capital na U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). O Citibank, na qualidade de Banco Depositário dos ADRs, vendeu os direitos de preferência correspondentes somente no mercado brasileiro e, no dia 13 de dezembro de 2017, o Citibank realizou uma distribuição do valor líquido dos recursos obtidos com essa venda (receita bruta das vendas, menos taxas e despesas), em dólares norte-americanos, aos acionistas de ADRs.

A incorporação da CEMIG Telecomunicações S.A. pela CEMIG

Em reunião realizada no dia 12 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração da CEMIG decidiu submeter à aprovação de uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas a proposta de incorporação da sua subsidiária integral CEMIG Telecomunicações S.A. A fusão proporcionará ganhos em função da otimização de ativos e de sinergias e reduzirá custos financeiros, operacionais e administrativos por meio da concentração de estruturas administrativas existentes atualmente, bem como da melhora das alternativas para a utilização dos recursos disponíveis.

Uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CEMIG e uma Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da CEMIG Telecomunicações S.A., ambas realizadas no dia 28 de fevereiro de 2018, aprovaram e autorizaram a celebração do Protocolo de Incorporação e Justificação, visando a determinar os termos e condições que deverão reger a incorporação da CEMIG Telecom pela CEMIG.

A incorporação da CEMIG Telecomunicações S.A. pela CEMIG foi concluída no dia 31 de março de 2018.

Como se trata de uma incorporação de uma subsidiária integral, não houve aumento de capital nem emissão de novas ações por parte da CEMIG. As ações na subsidiária foram canceladas na data da incorporação e foram efetuados os necessários registros contábeis.

Leilão das concessões de geração da antiga CEMIG GT e Indenizações

Conforme o Contrato de Concessão 007/1997, as concessões das usinas hidrelétricas de Jaguará, São Simão, Miranda e Volta Grande expiraram em agosto de 2013, janeiro de 2015, dezembro de 2016 e fevereiro de 2017, respectivamente.

Acreditando que a CEMIG tinha direito à renovação das concessões dessas três usinas, em função dos termos originais do Contrato de Concessão, a empresa entrou com ações administrativas e judiciais requerendo a extensão dos mesmos pelos seus respectivos períodos de prorrogação. Estas solicitações, entretanto, foram rejeitadas pelo Ministério de Minas e Energia, que entendeu que a solicitação foi efetuada fora do prazo previsto e/ou em desacordo com as regras estipuladas na Lei nº 12.783/13.

Em março de 2017, foram derrubados os provimentos liminares que mantinham a empresa em posse e operando as concessões das usinas de Jaguará e Miranda com base no contrato de concessão original de nº 007/1997. A CEMIG GT continuou no controle do ativo e contabilizou receitas de vendas de energia e custos operacionais referentes a essas usinas até a data da revogação destes provimentos liminares. Dessa data em diante a subsidiária deixou de registrar as despesas de depreciação das usinas e começou a contabilizar receitas relativas à prestação de serviços de operação e manutenção dessas usinas em conformidade com o regime de cotas. Conforme estipulado na Portaria nº 432/2015 do Ministério de Minas e Energia, a usina de São Simão opera sob o Regime de Cotas desde setembro de 2015.

Apesar do fato de ainda terem existido ações judiciais pendentes, envolvendo as usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguará e Miranda, no dia 27 de setembro de 2017 o Governo Federal leiloou as concessões das usinas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande – que somam uma capacidade de geração de 2.922 MW – por um valor total de R\$ 12.130.784. As entidades vencedoras desse leilão não são relacionadas à CEMIG.

Os novos contratos de concessão foram firmados em 10 de novembro de 2017 e nessa data foi formalizada a extensão dos períodos de Operação Assistida, mantendo a Companhia como a responsável pela prestação do serviço de geração de energia das usinas até as seguintes datas:

- Usina Volta Grande: até 30 de novembro de 2017.
- Usinas Jaguará e Miranda: até 28 de dezembro de 2017.
- Usina São Simão: até 9 de maio de 2018.

A Receita Anual de Geração (RAG) dessas usinas em 2017 foi contabilizada pelo valor de R\$ 462 milhões (e em 2016, por R\$ 319 milhões).

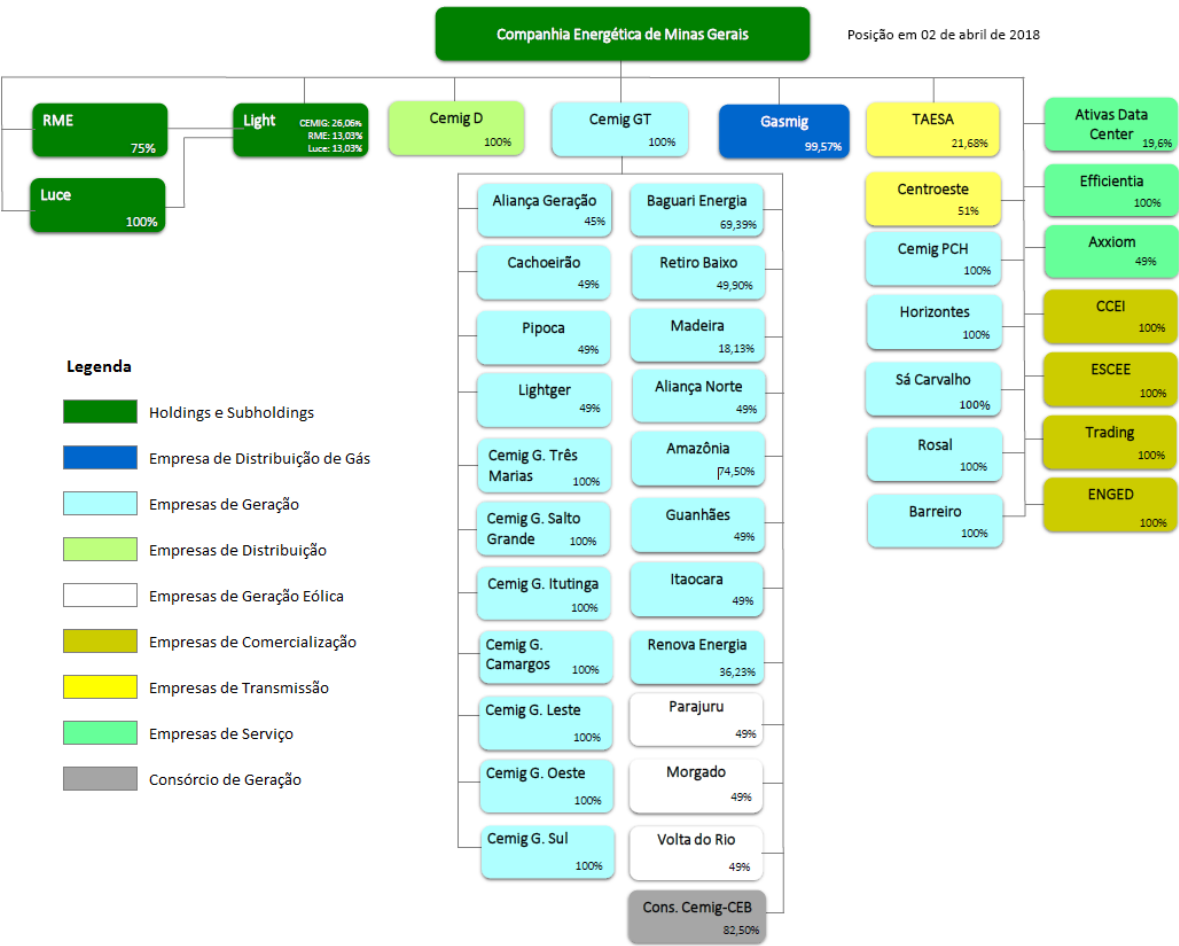
Em 3 de agosto de 2017, através da Portaria nº 291/17, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu os valores de indenização à CEMIG GT, pelos investimentos realizados nas usinas São Simão e Miranda que não foram amortizados até o término do contrato. O valor total das indenizações é de R\$ 1.027.751, dos quais R\$ 243.599 se referem à indenização da Usina São Simão e R\$ 784.152 são indenização da Usina Miranda – valores referentes a dezembro de 2015 e fevereiro de 2016, respectivamente. Os valores deverão ser atualizados, pro rata die, pela variação do IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), até a data de assinatura do Contrato de Concessão pela entidade que venha a vencer o leilão da concessão das usinas, e pela Selic – taxa referencial para títulos federais – da data de assinatura do Contrato de Concessão até a data do efetivo pagamento das indenizações.

Os saldos ainda não amortizados das concessões das Usinas São Simão e Miranda, referentes aos seus Projetos Básicos, foram ajustados em conformidade com o estipulado na Portaria nº 291/17, e em decorrência disto foram reconhecidas receitas de atualização no exercício, no montante de R\$ 271.607 (mais detalhes nas Notas 4, 15 e 26). Além disto, a empresa realizou a transferência dos saldos referentes aos Ativos Financeiros da Concessão.

A CEMIG GT está discutindo junto ao Ministério de Minas e Energia os critérios utilizados para a definição dos valores informados na Portaria nº 291/17, bem como a data de pagamento, tendo em vista que a citada portaria estabelece que o pagamento da indenização deverá ser realizado pela União até 31 de dezembro de 2018, condicionado à disponibilidade orçamentária e financeira.

Em 31 de dezembro de 2017, os investimentos realizados após a entrada em operação das usinas Jaguará, São Simão e Miranda, totalizando os valores de R\$ 174.203, R\$ 2.920 e R\$ 22.546, respectivamente, foram classificados como ativos financeiros da concessão e a decisão sobre os valores finais a serem indenizados está em processo de discussão com a ANEEL.

As empresas incorporadas no Brasil abaixo descritas são nossas principais subsidiárias, coligadas e controladas em conjunto. Empresas controladas em conjunto e coligadas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial:



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

- CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG GT”) – 100% de participação: atua na geração e transmissão de energia.
- CEMIG Distribuição S.A. (“CEMIG D”) – 100% de participação: opera na distribuição de energia;
- Companhia de Gás de Minas Gerais (“Gasmig”) – 99,57% de participação: adquire, transporta, distribui e vende gás natural;
- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“TAESA”) – controlada em conjunto, com participação direta de 36,97% no seu capital social total e 21,68% no capital votante: construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia em 18 estados do Brasil;
- Light S.A. (“Light”) – controlada em conjunto, com participação direta de 26,06% e indireta de 22,8% do total, totalizando 48,86%: geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia e outros serviços relacionados; participação em outras sociedades desse ramo, direta ou indiretamente;
- Renova Energia S.A. (“Renova”) – controlada em conjunto, com participação direta de 36,23% do capital social total e 45,83% 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 (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;
- Aliança Geração de Energia S.A. (“Aliança”) – controlada em conjunto, com participação direta de 45% do Ações 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.

Plano Estratégico de Longo Prazo

Nossa visão e objetivo em consolidar nossa posição como o maior grupo do setor de energia 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 2017, 2016 e 2015, em milhões de reais, foram os seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
Rede de distribuição	1.083	1.460	885
Geração de Energia (1)	308	3.133	577
Rede de transmissão (2)	25	54	146
Outros	104	219	105
Total dos investimentos de capital (3)	1.520	4.866	1.713

- (1) Inclui adições em ativos financeiros de geração no montante de R\$ 2.217 milhões em 2016.
 (2) Inclui adições em ativos financeiros de transmissão no montante de R\$ 25 milhões e R\$ 54 milhões em 2017 e 2016.
 (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 2018, planejamos realizar investimentos de capital em relação ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R\$ 1.226 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\$ 167 milhões para aportes em subsidiárias para o período de 2018, visando atender necessidades de capital específicas.

Os montantes planejados para o ano de 2018 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.

Temos a expectativa de financiar nossas despesas de capital em 2018 principalmente com o fluxo de caixa das atividades operacionais e, em menor medida, através de financiamento. Temos a expectativa de financiar nossa expansão e projetos através de empréstimos concedidos por bancos comerciais através da rolagem de dívidas e da emissão de notas promissórias e debêntures no mercado local.

Visão Geral do Negócio

Geral

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

A CEMIG

Atuamos nas operações de compra e venda de energia por meio de nossas subsidiárias. O volume total de recursos de energia totalizou 82 GWh em 31 de dezembro de 2017 ou uma redução de 2,1 % em relação a 2016 que totalizou 80.774 GWh ou uma redução de 3,6 % em relação a 2015. A quantidade de energia que produzimos em 2017 totalizou 6.606 GWh ou uma redução de 30,0% em relação a 2016, que totalizou 9.461 GWh, uma redução de 35% em relação a 2015. A quantidade de energia comprada por nós em 2017 foi de 75.873 GWh ou 6,0% menos que os 71.313 GWh comprados em 2016, o que representa um aumento de 3% em relação a 2015. Esses números incluem 6.230 GWh comprados da Itaipu em 2017 e 5.921 GWh em 2016, e através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) e de outras empresas, adquirimos 69.632 GWh em 2017 e 65,392 GWh em 2016.

A energia comercializada em 2017 totalizou 82.479 GWh, montante 2,1% superior ao de 2016. 49,0% desse volume (40.146GWh) foi vendido a clientes finais, tanto regulados quanto livres.

O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2017 totalizaram 7.121 GWh, o que corresponde a 9,0% dos recursos totais e 5,9% a mais que a perda de 6.723 GWh em 2016.

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

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG

(GWh)	2017	2016	2015
		(em GWh)	
FONTES	82.479	80.774	83.750
Energia gerada pela CEMIG	5.708	8.852	14.068
Energia gerada pela Sá Carvalho.....	214	238	207
Energia gerada pela Horizontes.....	64	69	62
Energia gerada pela CEMIG PCH.....	94	94,2	63,2
Energia gerada pela Rosal Energia.....	128	134	97
Energia gerada pela SPE	398	-	-

(GWh)	2017	2016	2015
Energia comprada da Itaipu.....	6.230	5.921	6.190
Energia elétrica comprada da CCEE e outras empresas	69.643	65.392	62.896
REQUISITOS	82.479	80.744	83.750
Energia entregue a clientes finais	40.147	45.322	48.710
Energia entregue a autoprodutores.....	-	-	10
Energia entregue pela Ipatinga	-	-	-
Energia entregue pela Barreiro	-	8	63
Energia entregue pela Cachoeirão	-	133	131
Energia entregue pela Sá Carvalho	461	473	472
Energia entregue pela Horizontes	79	76	76
Energia entregue pela CEMIG PCH	65	82	82
Energia pela Rosal Energia.....	213	202	201
Energia entregue pelas SPES	788		
Energia elétrica entregue à CCEE e outras empresas	33.605	27.754	27.543
Perdas (1).....	7.121	6.723	6.461

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (124 GWh em 2017) e ao consumo interno das usinas de geração.

Geração

O negócio de geração de energia elétrica consiste na geração de energia 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 2017, fomos o quinto maior grupo de geração de energia no Brasil, com base na capacidade instalada total. A partir dessa data, geramos energia em mais de 80 instalações de Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”), e Usinas Hidrelétricas de Energia (“UHE”), usinas termelétricas, eólicas e solares, com capacidade instalada total de mais de 5.600 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 termelétricas e parques eólicos. Nossas cinco principais usinas representaram mais de 57,4% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2017:

Classificação (Capacidade de 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	Emborcação	CEMIG GT	Restrito	1.192,0	1982	23/07/2025	UHE	100%
2	Santo Antônio	SAESA	Irrestrito	646,9	2012	12/06/2043	UHE	18,13%
3	Nova Ponte	CEMIG GT	Restrito	510,0	1994	23/07/2025	UHE	100%
4	Belo Monte	Norte Energia	Irrestrito	497,97	de 2016	26/08/2045	UHE	12,77%
5	Irapé	CEMIG GT	Restrito	399,0	2006	28/02/2035	UHE	100%

Transmissão

O negócio de transmissão de consiste em transportar energia elétrica das instalações onde é gerada para pontos de consumo, redes de distribuição e clientes livres (que são clientes com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW de fontes alternativas de energia, 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 regulamentada pela ANEEL e operado pelo ONS. Veja “O Setor Elétrico Brasileiro”. Em 31 de dezembro de 2017, a CEMIG GT e outras redes de transmissão da CEMIG possuíam aproximadamente 6.679 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	-	59 milhas
Linhas de 500 kV	1.355 milhas	674 milhas
Linhas de 440 kV	-	68 milhas
Linhas de 345 kV	1.231 milhas	31 milhas
Linhas de 230 kV	478 milhas	263 milhas
Linhas de 220 kV	-	-
Total	3.064 milhas	1.095 milhas

Distribuição

Dentro do Grupo CEMIG, as atividades de distribuição de energia são conduzidas por uma subsidiária integral, a CEMIG Distribuição (“CEMIG D”), além da Light S.A. (“Light”), na qual a CEMIG possui participação direta e indireta de 48,86%.

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

A área de concessão da CEMIG D cobre, aproximadamente, 913 km quadrados, ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2017, o sistema de energia da CEMIG D compreendia 675.010 km de redes de distribuição, por meio das quais foram fornecidos 25.091 GWh para 8.346 milhões de consumidores regulados e transportou 17.738 GWh para 994 consumidores livres que usam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuído foi de 42.829 GWh, sendo 44,4% fornecidos aos clientes industriais regulados e livres, 14,6% a clientes comerciais regulados e livres, 23,4% a clientes residenciais regulados e 17,6% a outros clientes regulados.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia, também nos dedicamos aos seguintes negócios: (i) telecomunicações; (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, através da estruturação e intermediação de transações de compra e venda, comercializando energia 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, 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		
	2017	2016	2015
Vendas de energia para clientes finais.....	20.439	20.458	20.319
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias.....	3.263	2.972	2.207
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A), e de Outros Componentes Financeiros	988	(1.455)	1.704

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
Receita de uso da rede Energia distribuição de eletricidade, ou TUSD.....	1.611	1.705	1.465
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão.....	371	312	261
Receitas de indenização de transmissão	373	751	101
Receita de indenização de geração	271	-	-
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição.....	9	8	576
Receita de Atualização Financeira da Bonificação pela Outorga	317	300	-
Receitas de construção	1.118	1.193	1.252
Transações com energia na CCEE.....	860	161	2.425
Fornecimento de Gás.....	1.759	1.444	1.667
Outras receitas operacionais	1.484	1.421	1.440
Impostos e Encargos incidentes sobre a receita.....	(11.151)	(10.497)	(11.549)
Total das receitas operacionais líquidas.....	21.712	18.773	21.868

Geração e Comércio de Energia

Visão Geral

As cinco principais usinas da CEMIG (excluindo as usinas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande) representaram mais de 57% de sua capacidade instalada de geração de energia na data do relatório anual de 2017.

Em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou para terceiros as concessões de quatro das dez principais usinas da CEMIG (usinas São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande), com capacidade total de 2.922 MW. A tabela a seguir mostra as cinco principais usinas da CEMIG até a data deste relatório anual:

Classificação (Capacidade Instalada)	Usina de Geração de Energia	Participação das Empresas do Grupo CEMIG	Grupo Restrito / Não Restrito nesta Oferta	Capacidade e Instalada (MW) ⁽¹⁾	Início das Operações Comerciais	Fim da Autorização de Concessão	Tipo de Usina de Energia	Participação Acionária da CEMIG
1	Emborcação	CEMIG GT	Restrito	1.192,0	1982	23/07/2025	UHE	100%
2	Santo Antônio	SAESA	Irrestrito	646,9	2012	12/06/2043	UHE	18%
3	Nova Ponte	CEMIG GT	Restrito	510,0	1994	23/07/2025	UHE	100%
4	Belo Monte	Norte Energia	Irrestrito	497,97	de 2016	26/08/2045	UHE	13%
5	Irapé	CEMIG GT	Restrito	399,0	2006	28/02/2035	UHE	100%

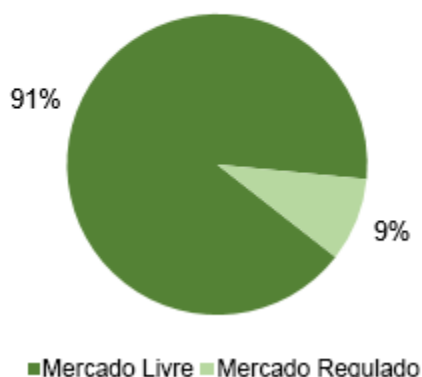
O mercado da CEMIG consiste na venda de energia para:

- (i) Clientes regulados pela CEMIG, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;
- (ii) Clientes livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;
- (iii) Outros agentes do setor energético – 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).

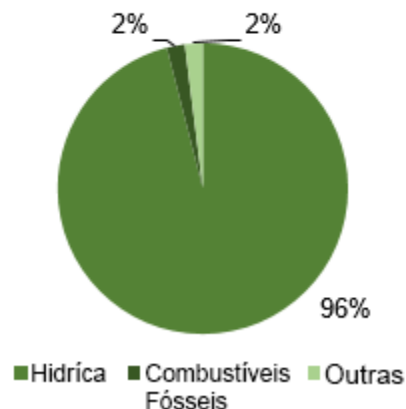
Os gráficos a seguir mostram a composição da comercialização de energia e fontes de energia da CEMIG GT e a composição das vendas de energia nos períodos indicados:

Geração de Energia

Comercialização de Energia



Fontes de Energia



O volume total de transações de energia em 2017 foi de 82.479 GWh, um aumento de 2,1% em comparação aos 80.774 GWh em 2016.

Ativos de Geração

Conforme mencionado acima, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal brasileiro leiloou para terceiros as concessões de quatro usinas da CEMIG com uma capacidade total de 2.922 MW: São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande. Em decorrência disto, até a data deste relatório anual, as subsidiárias e controladas em conjunto da CEMIG Holding operam mais de 80 usinas, totalizando 5.650 MW (excluindo as usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande).

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.

A seguir estão empresas nas quais a CEMIG GT detém 100% do capital próprio: 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. Em 2016, essas empresas foram incorporadas pela CEMIG GT visando manter os contratos de concessão das 18 usinas hidrelétricas obtidas no leilão do ano anterior. 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 irão compor o Complexo Eólico Santo Inácio no nordeste do Brasil, em fase de implementação. A companhia 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.
- Aliança Norte Energia Participações S.A. (49,9%) – Em conjunto com a Vale (50,1%), a empresa detém 9% de participação da Norte Energia S.A., correspondente a uma participação indireta de 4,41% e representando uma capacidade instalada de 495 MW.
- Amazônia Energia Participações S.A. (49% do capital votante, 74,5% do capital total) – propriedade em conjunto com a Light S.A. (25,5%), possui 9,77% da empresa Norte Energia S.A., detentora da concessão para operar a 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.

- Renova Energia S.A. (45,83% do capital votante, 36,23% do capital total) – Esta empresa é o veículo do Grupo para o crescimento da geração de energia renovável e das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). No final de 2017, a Renova detinha mais de 622.8 MW de capacidade de geração, sendo que 190.2 MW já estavam em operação comercial. A CEMIG também detém uma participação indireta na Renova através da Light (21,72% do capital votante, 17,17% do capital total).
- 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 82 MW e energia assegurada de 38.5 MW.
- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produtora independente de energia que opera a PCH Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Santa Maria Energética.
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (49%) – Produtora independente de energia que construiu e opera a PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, nos municípios de Caratinga e Ipanema, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Asteri Energia S.A.
- Lightger S.A. (49%) — Produtor independente de energia, formado para construir e operar a PCH Paracambi, 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 Santo Antônio Energia S.A., usina hidrelétrica localizada no 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. 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 possui investimentos em diversas entidades controladas em conjunto - por exemplo, 51% da Guanhães Energia S.A.; 21,72% do capital votante e 17,17% do total da Renova; e 100% da Lajes Energia S.A., São Judas Tadeu e Fontainha. A Light possui potência instalada de geração total de 1013 MW e uma energia assegurada de 684 MW médios, incluindo participação proporcional em associadas.

Além disso, a CEMIG GT possui as seguintes participações em consórcios, a partir de 31 de dezembro de 2017:

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

A CEMIG GT tem controle conjunto nas seguintes empresas com usinas em construção:

- Guanhães Energia S.A. (49%) – Essa empresa 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%) – Produtora 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.

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

- CEMIG PCH S.A. – Produtor independente de energia elétrica, operando a PCH Pai Joaquim.
- Horizontes Energia S.A. – Produtora independente de energia, operando as PCHs Machado Mineiro e Salto do Paraopeba em Minas Gerais; e as usinas hidrelétricas de Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, 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, como concessionária do serviço público de energia, através da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho.
- Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Produtora independente de energia elétrica que operou a usina termelétrica Barreiro, de 12,9 MW, nas dependências da 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 resultou 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 Praia de Parajuru S.A e Central Eólica Volta do Rio (49%) – Parques eólicos localizados no Estado do Ceará com capacidade instalada total de 99,6 MW.
- Renova (45,83% do capital votante e 36,23% do capital total) – A CEMIG Holding também detém uma participação indireta na Renova através da Light, que possui um capital votante de 21,72% e capital total de 17,17%.
- Aliança Geração de Energia S.A. (45%) - Quatro parques eólicos, que compõem o Projeto Eólico Santo Inácio. O projeto, localizado em Icapuí, no estado do Ceará, iniciou sua operação comercial em dezembro de 2017 e tem capacidade instalada de 98,7 MW.

Expansão da Capacidade de Geração

Estamos envolvidos na construção de usinas hidrelétricas – Belo Monte e de 4 PCHs: Dorés de Guanhões, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré. Essas usinas aumentarão nossa capacidade instalada total de geração hidrelétrica em 821.4MW (participação proporcional) para os próximos seis anos.

Projeto Guanhões: A Guanhões Energia S.A. é uma companhia controlada em conjunto, sendo que a Light Energia detém os 51% restantes, constituindo quatro subsidiárias integrais – a PCH Dorés de Guanhões S.A., a PCH Senhora do Porto S.A., a PCH Jacaré S.A. e a PCH Fortuna II S.A. A Guanhões Energia S.A. atua na construção e operação comercial dessas quatro PCHs. Três delas – Dorés de Guanhões, Senhora do Porto e Jacaré – estão no município de Dorés de Guanhões; e uma, Fortuna II, está nos municípios de Virgíópolis e Guanhões, todas no Estado de Minas Gerais. Todas terão uma capacidade total instalada de 44 MW. A construção foi interrompida em dezembro de 2015 devido a atrasos na implementação do projeto que resultaram na rescisão do contrato com o consórcio construtor. Em novembro de 2017, a construção foi retomada, com a primeira unidade geradora prevista para iniciar as operações em maio de 2018 e a última em fevereiro de 2019. Em 31 de dezembro de 2017, a CEMIG GT integralizou R\$ 189 milhões neste projeto, proporcional à sua participação de 49% no empreendimento.

Projeto Belo Monte: A Norte Energia S.A. (NESA) é uma empresa de propósito específico que detém a concessão para construir, operar e manter a usina hidrelétrica de Belo Monte, localizada no rio Xingu, na região amazônica, no norte do

Brasil. A CEMIG GT possui uma participação indireta na NESA de 11,74% através da Amazônia Energia S.A. e da Aliança Norte Energia Participações S.A., acionistas da Norte Energia S.A. A NESA ainda precisará de recursos significativos para concluir a montagem eletromecânica das 10 unidades geradoras restantes, além de recursos para cobrir custos organizacionais, de desenvolvimento e pré-operacionais para a conclusão da usina. De acordo com estimativas, estes custos serão reembolsados pelas receitas de operações futuras. Quando estiver concluída, previsto para 2020, terá uma capacidade total de 11.233 MW e será uma das maiores usinas hidrelétricas do mundo.

Além disso, em janeiro de 2017, a Madeira Energia S.A. (MESA) anunciou que a Usina Hidrelétrica de Santo Antônio está plenamente operacional. A MESA é uma companhia privada, criada para construir e operar a usina hidrelétrica de Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, no município de Porto Velho, no estado de Rondônia. 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 2017, o montante do ativo imobilizado proporcional à participação da CEMIG GT nesta subsidiária indireta era de R\$ 3.785 milhões. A UHE Santo Antônio encerrou o ano de 2017 com 50 turbinas em operação, representando uma capacidade para gerar aproximadamente 3.568 MW de energia.

Além disso, 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, 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%). Devido ao agravamento das condições macroeconômicas brasileiras nos últimos anos, a construção ainda não foi iniciada e atualmente o projeto está sendo reavaliado.

Transmissão

Visão Geral

O setor de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de energia gerados nas usinas para clientes conectados diretamente à rede básica de transmissão, clientes 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, clientes livres, dentre outros, celebram Contratos de Uso do Sistema de Transmissão ("CUST"), com o ONS e efetuam pagamentos para todas as empresas de transmissão para disponibilizar o uso de seus equipamentos básicos de rede de transmissão. 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:

Tensão das Linhas de Transmissão	Extensão da Rede de Transmissão em Milhas		
	Em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
500 kV	1.355	1.355	1.355
345 kV	1.231	1.228	1.228
230 kV	478	478	478
Total	3.064	3.061	3.061

Subestações	Capacidade de Transformação (1) das Subestações de Transmissão		
	Em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
Número de subestações de transmissão (2).....	38	37	37
MVA.....	17.615	17.573	17.168

(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) As subestações compartilhadas não estão incluídas.

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

Tensão das Linhas de Transmissão	Rede de Transmissão Extensão em Milhas		
	Em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
>525 kV	59	86	117
500 kV	674	856	1.289
440 kV	68	98	136
345 kV	31	66	67
230 kV	263	486	518
220 kV	-	-	62
Total	1.095	1.592	2.189

Subsidiárias e Coligadas da CEMIG - Transmissão

Empresa	Número de subestações de transmissão
TAESA	40 (7 próprias e 33 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 próprias
ETEP	2 compartilhadas
ESDE	1 própria
São Gotardo	1 compartilhada
Brasnorte	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
ETAU	4 (2 próprias e 2 compartilhadas)
Transleste	2 (1 própria e 1 compartilhada)
Transirapé	2 (1 própria e 1 compartilhada)
Transudeste	2 compartilhadas
Centroeste	2 compartilhadas

Ativos de Transmissão

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 62,8 km, conecta a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. A operação comercial teve início em março de 2010 e a concessão expira em março de 2035.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – A TAESA é uma companhia privada controlada pela CEMIG, que detém 36.97% do capital votante e 21.68% do capital total da TAESA e pelo 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 ao grupo, nas quais detinha 100% de participação e cuja fusão proporcionaria ganhos econômicos e simplificaria a estrutura acionária.

Esta tabela mostra as participações percentuais nas empresas de transmissão em 31 de dezembro de 2017:

Empresas de distribuição subsidiária e controlada	% de Participação Acionária (Direta e Indireta)	
	A CEMIG	TAESA
TAESA	21,68	-
ATE III	21,68	100,00
EATE	10,84	49,98
Lumitrans	8,67	39,98
EBTE	16,15	74,49
ERTE	10,84	49,99
STC	8,67	39,98
ENTE	10,84	49,99
ECTE	4,14	19,09
ETSE	4,14	19,09
ETEP	10,84	49,98
ESDE	10,84	49,98
São Gotardo	21,68	100,00
Brasnorte	8,38	38,66
ETAU	11,40	52,58
Mariana	21,68	100
Transleste	6,50	30,00
Transirapé	6,40	29,50
Transudeste	6,29	29,00
Centroeste	51,00	-
Miracema	21,68	100,00
Janaúba	21,68	100,00
Aimorés	10,84	50,00
Paraguaçu	10,84	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 (RAP) é de R\$ 11 milhões. A conclusão da construção está programada para 2018.

Em abril de 2017, a TAESA, na qualidade de participante do Consórcio Columbia (50% Taesa – 50% CTEEP), foi a licitante vencedora do Lote 1 no Leilão Público nº 005/2016 de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica promovido pela ANEEL. O Lote 1 compreende 600 km de circuito duplo, totalizando 1200 km no estado do Paraná. A ANEEL concedeu à TAESA o direito de explorar as concessões por 30 anos. A RAP é de R\$ 267,3 milhões.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia de subestações de distribuição aos clientes 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 a pequenos clientes industriais, nos valores mais elevados da faixa de tensão, e a clientes residenciais e comerciais nos valores mais baixos da faixa.

Em 2017, investimos aproximadamente R\$ 983 milhões na construção e aquisição do imobilizado necessário para expandir e aumentar a capacidade de nosso sistema de distribuição.

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

Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Alta Tensão (de subestações de distribuição a clientes finais) A partir de 31 de dezembro de			
Tensão nas Linhas de Distribuição	2017	2016	2015
161 kV.....	30,12	28,84	28,84
138 kV.....	7.879,51	7.635,47	7.138,14
69 kV.....	2.228,23	2.250,22	2.218,76
34.5 kV + Outras	606,59	522,13	511,67
Total	10.744,45	10.436,66	9.897,40

Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Média e baixa tensões (de subestações de distribuição a clientes finais) A partir de 31 de dezembro de			
Tensão da Rede de Distribuição	2017	2016	2015
Linhas aéreas de distribuição urbana	65.734,68	61.969,21	59.834,20
Linhas subterrâneas de distribuição urbana	1.530,63	1.351,94	750,30
Linhas aéreas de distribuição rural	251.925,70	241.325,01	237.223,60
Total.....	319.191,01	304.646,16	297.818,10

Capacidade de Transformação Abaixadora (1) de subestações de distribuição A partir de 31 de dezembro de			
	2017	2016	2015
Número de subestações.....	404	393	388
MVA	10.585,91	10.279,18	10.099,18

(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, 942.000 novos clientes urbanos e aproximadamente 35.000 clientes rurais. Para atender a este crescimento, temos de acrescentar mais 230.785 postes de rede de distribuição de média tensão, 2.079 km de linhas de transmissão e 53 subestações abaixadoras, adicionando 1.076 MVA à nossa rede de distribuição.

Compra de Energia Elétrica

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, compramos 6.230 GWh de energia da Itaipu, representando aproximadamente 16% da energia que vendemos aos clientes finais, e 632 GWh (1,6%) da energia do PROINFA. Adquirimos também 1.076 GWh através de Contratos de Cotas de Energia Nuclear (“CCENs”), (2,7%) e 8.242 GWh de energia em Contratos de Cota de Garantia Física (“CCGFs”) (21%). Além desta contratação compulsória, possuímos outros dois tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 21% da energia adquirida para revenda durante o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2017; e (ii) contratos de compra e venda de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 2% da energia adquirida em 2017.

Itaipu – A 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 de energia gerada pela Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia 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 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 de energia em montantes proporcionais à respectiva participação de mercado histórica das vendas totais de energia. 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 em 10,39% e para 2018, em 10,09%. Essas taxas são fixadas para custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos do principal e juros sobre empréstimos estipulados em dólares de Itaipu e o custo em reais de transmissão dessa energia para a rede básica 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 que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia cobrando dos clientes tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao cliente 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 (“CCENs”): São contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei nº 12.111/2009 e Resolução Normativa da ANEEL nº 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 de Leilão: Adquirimos energia 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 contratadas, e as tarifas médias originais e preços relativos aos CCEARs resultantes da energia adquirida pela CEMIG. Veja “O Setor Elétrico Brasileiro” para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa média (R\$/MWh)	Energia Contratada (MW — média por ano)	Período do Contrato
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
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
219,20	6,81	2023 a 2052
168,35	188,51	2023 a 2046
108,28	66,08	2023 a 2042
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

“*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 2017, 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 clientes 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 2017, a Gasmig forneceu aproximadamente 3,6 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 31.355 clientes de trinta e cinco cidades: 105 indústrias de grande e médio porte, 591 indústrias de pequeno porte e clientes comerciais, 44 postos de distribuição de Gás Natural Veicular (“GNV”) para veículos, duas usinas termelétricas, quatro projetos de cogeração, quatro distribuidoras de Gás Natural Comprimido (“GNC”), e 30.605 unidades residenciais. Em 2017, a Gasmig distribuiu aproximadamente 5,5% 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 distribuição ao mercado que não seja para geração de energia termelétrica, a Gasmig possui um acordo de fornecimento complementar (Contrato de Suprimento Adicional, ou “CSA”) com a Petrobras, firmado em 15 de dezembro de 2004, vigente até 2021 de 2,8 milhões de m³/dia. Havia outro contrato de fornecimento de gás para o mercado não termoeletrico, 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 recebido durante o ano de 2014.

A Gasmig possui contratos totalizando 1,6 milhão de m³/dia, em vigor até 2022, para abastecer duas usinas termelétricas.

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

Os investimentos realizados em 2015 e 2016, num total de R\$ 118 milhões, tiveram foco na expansão e adensamento das redes existentes, com foco no atendimento ao segmento residencial. Em 2017, os investimentos realizados totalizaram R\$ 53,6 milhões e mantiveram foco no atendimento ao segmento residencial, somando mais 49 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 clientes 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 Gerais, através de redes locais abastecidas por gás natural liquefeito (“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 clientes residenciais e de pequenos comércios 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 (“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.

Em 2017, a Gasmig registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R\$ 1.070 milhões, em comparação a R\$ 877 milhões em 2016, um aumento de 22,1%. Esse aumento é resultado do maior consumo de usinas térmicas e de grandes clientes industriais.

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%).

Esses consórcios foram incluídos pela CEMIG como ativos que fazem parte do Programa de Desinvestimento, conforme o Fato Relevante publicado pela Companhia em 1º de junho de 2017.

Telecomunicações, Internet e Tráfego de Dados

Na reunião de 12 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração da CEMIG decidiu submeter à apreciação de uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas a fusão da subsidiária integral CEMIG Telecomunicações S.A. (“CEMIG Telecom”). A fusão proporcionará ganhos com otimização de ativos e aproveitamento de sinergias e reduzirá custos financeiros, operacionais e administrativos através da concentração das estruturas atualmente existentes, o que aumentará os meios para o aproveitamento dos recursos disponíveis.

Uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CEMIG e uma Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da CEMIG Telecomunicações S.A., ambas realizadas no dia 28 de fevereiro de 2018, aprovaram e autorizaram a celebração do Protocolo de Incorporação e Justificação, visando a determinar os termos e condições que deverão reger a incorporação da CEMIG Telecom pela CEMIG que foi concluída em 31 de março de 2018.

Por se tratar de uma fusão de uma subsidiária integral, não houve aumento de capital nem a emissão de novas ações por parte da CEMIG. As ações na subsidiária foram canceladas na data da incorporação e foram efetuados os necessários registros contábeis.

A CEMIG Telecom 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 da CEMIG.

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, 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 fornecer serviços de telecomunicações no segmento de operadoras e o fornecimento de serviços especializados para o segmento corporativo, e disponibilizar soluções de conectividade de redes e acesso à Internet. Ela disponibiliza a maior rede óptica para transporte de serviços de telecomunicações de Minas Gerais, com presença em mais de 90 municípios 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 possui uma forte estrutura de internet com diferentes saídas de tráfego de internet e está conectada aos maiores PTTs ou IXs (Internet Exchange) em todo o país, intercambiando tráfego com várias empresas. Possui ainda conexão direta via PNI (Private Network Interconnect) com Google, Facebook, Valve Software (Jogos) e Riot Games e hospeda alguns CDNs (Content Delivery Network ou Rede de Distribuição de Conteúdo) dentro de sua estrutura. Além disso, a CEMIG Telecom tem conectividade com os principais provedores de serviços na nuvem em São Paulo complementando seu leque de serviços de telecomunicações.

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.

O objetivo corporativo da Ativas é fornecer serviços de infraestrutura de Tecnologia da Informação e Comunicação (“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.

Em 2017, foram iniciadas as obras da central de cogeração utilizando biomassa na empresa Bem Brasil em Araxá, Minas Gerais. Esta usina possui uma capacidade de geração de 7.500 kW e uma capacidade de produção de 54.000 MWh/ano. O custo de construção de R\$ 42 milhões, foi financiado pelo Programa de Eficiência Energética da CEMIG D.

Adicionalmente, os projetos geração de energia fotovoltaica desenvolvidos pela Efficientia configuram-se como investimentos em geração distribuída de energia. Os sistemas de geração fotovoltaica foram concluídos nos seguintes clientes em 2017:

- Condomínio Village I e Village II: desenvolvimento e implantação de uma usina fotovoltaica, para geração planejada de 1.018 MWh/ano; foi investido um total de R\$ 6,1 milhões e foi concluído em 2017.
- Algar Telecom: desenvolvimento e implantação de uma usina solar fotovoltaica, para geração de 49,8 MWh/ano; o investimento foi de R\$ 875 mil e foi concluído em 2017.

Venda e Comercialização de energia

Oferecemos serviços relacionados com a venda e comercialização de energia no setor energético brasileiro, tais como avaliação de cenários, representação dos clientes na CCEE, estruturação e intermediação de operações de compra e venda de energia, 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., ESCEE Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. e CCEI CEMIG Comercializadora de Energia Incentivada S.A.

Perdas de Energia – CEMIG Holding

O total registrado pela CEMIG como perdas de energia tem dois componentes: (i) uma parcela alocada das perdas decorrentes da Rede Básica; e (ii) o total de perdas técnicas e não técnicas (perdas comerciais) na rede de distribuição local da CEMIG D.

Conforme apresentado tabela do Balanço de Energia Elétrica da CEMIG (na página 59), a perda total de energia da CEMIG em 2017 foi de 7.121 GWh, um aumento de 5,90% em relação a 2016. A CCEE alocou as perdas na rede nacional para a CEMIG D, totalizando 508 GWh. Outras perdas de energia, totalizando 6,613 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

As perdas técnicas foram de aproximadamente 63,06% das perdas totais relacionadas à CEMIG D, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Perdas na distribuição são inevitáveis em decorrência do transporte de energia e sua transformação em 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 36,95% do total de perdas de energia da CEMIG D em 2017 e foram causadas por fraudes de clientes, conexões ilegais à rede de distribuição, erros na medição e defeitos em medidores. A fim de minimizar a perda não técnica, regularmente são executadas ações preventivas como: inspeção dos medidores e de conexões dos clientes, 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 clientes.

As perdas não técnicas de diferentes empresas distribuidoras podem ser parcialmente comparáveis, tendo em consideração as complexidades sociais na área de concessão e a eficácia dos esforços para evitar perdas.

No final de 2017, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela CEMIG D, (i) Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (“DEC”), em horas por ano, e (ii) a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (“FEC”), foram de 10,83 e 5,43 respectivamente. Em 2016 os valores apurados de DEC e FEC da CEMIG D foram de 11,73 e 5,63, respectivamente. Ao final de 2017, o DEC e o FEC da Light foram de 9,14 e 5,26, respectivamente, em comparação com 11,70 e 6,47 em 2016.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, as perdas totais da Light somaram 8.004GWh, ou 21,92% da carga total, uma redução de 4,2% em relação a 31 de dezembro de 2016.

Em 2016, foi remodelada a estratégia de prevenção de perdas não técnicas (perdas comerciais). Considerando as condições macroeconômicas e um novo diagnóstico das causas e localizações 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/hora recuperado. Em 2017, essa despesa sofreu uma redução de 28,3% em comparação a 2016. Anteriormente, os esforços de remediação de perdas eram intensivos em *capex*, e as áreas com os índices mais altos de taxas estavam em bairros e comunidades de baixa renda e índices elevados de crimes violentos. 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. Essa campanha ofereceu aos clientes fraudadores a oportunidade de condições especiais para regularizarem seu consumo. 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 comercializa energia através das empresas CEMIG D, CEMIG GT e outras subsidiárias integrais - Horizontes Energia, Sá Carvalho, Termelétrica de Barreiro, CEMIG PCH, Rosal Energia, Cemig Geração Camargos, Cemig Geração Itutinga, Cemig Geração Salto Grande, Cemig Geração Três Marias, Cemig Geração Leste, Cemig Geração Oeste, Cemig Geração Sul.

Este mercado consiste na venda de energia para:

- (i) Clientes regulados na área de concessão da CEMIG no Estado de Minas Gerais;
- (ii) Clientes livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;
- (iii) outros participantes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no Mercado Livre; e
- (iv) distribuidores, no Mercado Regulado.

Em 2017, vendemos um total de 55.277 GWh, ou 0,6% menos que em 2016.

As vendas de energia para clientes finais e consumo próprio somaram 42.499 GWh, ou uma redução de 1,4% em relação a 2016.

As vendas para as distribuidoras, comercializadoras, outras empresas de geração e produtores independentes de energia, totalizaram 12.778 GWh e cresceram 2,2% no ano de 2017 em relação ao de 2016.

Em dezembro de 2017, o Grupo CEMIG atingiu 8.347.484 clientes faturados – um crescimento de 1,1% na base de clientes, em relação a dezembro de 2016. Destes, 8.347.100 são clientes finais, incluindo o consumo próprio da CEMIG; e 383 são outros agentes no setor energético brasileiro.

Vendas para Clientes Finais

Residencial

A categoria de clientes residenciais representou 18,1% das vendas de energia da CEMIG em 2017, totalizando 10.008 GWh – ou 0,9% a mais que em 2016 e o consumo médio mensal por cliente em 2017 foi de 123,8 kWh/mês, ou 0,6% menos que em 2016 (124,6 kWh/mês);

Este menor consumo pela categoria de clientes residenciais foi resultado dos seguintes fatores:

- a) temperaturas mais amenas do que no ano anterior na maioria dos meses de 2017, ocasionando menor utilização de aparelhos de ar condicionado e ventiladores nas residências.
- b) O calendário de faturamento em 2017 teve 2,6 dias a menos que em 2016 (364,2 dias, ante 366,8 dias em 2016).
- c) Alto nível de desemprego.

Industrial

A energia faturada para clientes industriais regulados e livres no Estado de Minas Gerais e outros estados foi de 32,1% do volume total de energia comercializada por nós em 2017, em 17.761 GWh, ou 8,9% menos que em 2016.

Este declínio é a composição da redução de 18,3% no segmento cativo e de 7,1% no mercado livre. Ambos os segmentos foram afetados pelas tendências das atividades produtivas e resultado das incertezas nos cenários político e econômico nacional e internacional.

Ademais, no segmento cativo há o impacto da migração de clientes para o mercado livre.

Comercial e Serviços

A energia vendida para clientes regulados e livres nesta categoria em Minas Gerais e outros estados representou 13,6% do volume total de energia comercializada por nós em 2017, em 7.507 GWh, 14,2% maior que em 2016.

Isso reflete em uma redução de 8% no volume faturado aos clientes regulados da CEMIG D e um crescimento de 161,7% 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.

O aumento do consumo no Mercado Livre está associado ao aumento de 166 clientes no total de novos clientes faturados em 2017. A energia de incentivo vem de fontes alternativas de geração, como biomassa, solar, eólica e PCHs (pequenas centrais hidrelétricas). O incentivo vem na forma de um desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD - para os clientes livres especiais (aqueles cuja demanda contratada é entre 500 kW e 3.000 kW). Para cada fonte de energia há uma porcentagem diferente de desconto na TUSD.

Rural

A energia utilizada pela categoria de clientes rurais, em 3.651 GWh, foi 2,1% maior que em 2016, e foi 6,6% do total negociado por nós em 2017.

O aumento do consumo é decorrente do aumento de 11.515 clientes e do baixo volume pluviométrico durante parte do período de chuvas.

Outras categorias de clientes

O fornecimento para outras categorias – governo, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio – totalizou 3.534 GWh em 2017, ou um aumento de 1,3% em relação a 2016.

Vendas no Mercado Livre (ou Ambiente de Contratação Livre – ACL)

A comercialização de energia no Mercado Livre em 2017 atingiu o montante de 10.416 GWh, com crescimento de 3,3% em relação a 2016.

A comercialização de energia para outros agentes do setor energético no Mercado Livre resulta da concretização de oportunidades comerciais, que originam a celebração de contratos de venda de curto prazo, que em 2017 foram vendidos a preços superiores aos praticados em 2016.

Vendas no Mercado Regulado (ou Ambiente de Contratação Regulada – ACR)

As vendas no Mercado Regulado em 2017 totalizaram 2.362 GWh, ou 2,6% menos que em 2016.

O mercado do Grupo CEMIG encontra-se detalhado nas tabelas abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2017, em relação ao ano de 2016:

Tipo de Venda	2017				2016				Variação em relação ao ano anterior	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	Valor	Participação	Valor	Participação	Valor	Participação	Valor	Participação	Variações	Variações
	(un)	(%)	(GWh)	(%)	(un)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Energia Comercializada	8.347.484	100,00	55.277	100,00	8.260.336	100,00	55.592	100,00	1,06	-0,57
Vendas para clientes Finais	8.346.349	99,99	42.463	76,82	8.259.504	99,99	43.047	77,43	1,05	-1,36
Residencial	6.765.201	81,04	10.008	18,11	6.691.673	81,01	9.916	17,84	1,10	0,93
Industrial	74.497	0,89	17.761	32,13	75.139	0,91	19.495	35,07	-0,85	-8,89
Regulado	73.833	0,88	2.611	4,72	74.535	0,90	3.195	5,75	-0,94	-18,29
Livre	664	0,01	15.150	27,41	604	0,01	16.300	29,32	9,93	-7,05
Comercial	718.520	8,61	7.508	13,58	716.968	8,68	6.573	11,82	0,22	14,21
Regulado	717.988	8,60	5.253	9,50	716.602	8,68	5.712	10,27	0,19	-8,03
Livre	532	0,01	2.255	4,08	366	0,00	861	1,55	45,36	161,75
Rural	705.542	8,45	3.652	6,61	694.026	8,40	3.575	6,43	1,66	2,15
Regulado	705.541	8,45	3.648	6,60	694.026	8,40	3.575	6,43	1,66	2,04
Livre	1	0,00	4	0,01	0	0	0	0	0,00	0,00
Outras Categorias	82.590	0,99	3.534	6,39	81.698	0,99	3.488	6,27	1,09	1,31
Consumo Próprio	751	0,01	37	0,07	750	0,01	37	0,07	0,13	0,91

Vendas no Atacado	383	0,00	12.777	23,11	82	0,00	12.508	22,50	367,07	2,15
Contratos no Mercado Regulado	46	0,00	2.362	4,27	45	0,00	2.425	4,36	2,22	-2,61
Contratos Livres e Bilaterais	337	0,00	10.415	18,84	37	0,00	10.083	18,14	810,81	3,29

O volume das vendas de energia do Grupo CEMIG para a classe Industrial, no ano de 2017, segundo os principais setores de atividade econômica é detalhado na tabela abaixo:

Setores de Atividade	Volume faturado (GWh)	%
Metalurgia.....	4.248	24
Indústria Extrativa.....	2.363	13
Produtos Minerais Não Metálicos	1.685	9
Produtos Alimentares.....	1.816	10
Produtos Químicos.....	1.057	6
Máquinas e Equipamentos	990	6
Indústria Automotiva	918	5
Têxtil.....	745	4
Produtos Plásticos	924	5
Demais Ramos	3.016	17
Total, clientes industriais.....	17.762	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	Atividade
Usiminas	Metalurgia e Extrativa
Dow Corning.....	Metalurgia
CSN	Metalurgia
ArcelorMittal	Metalurgia
Vallourec	Metalurgia
Saint Gobain	Produtos Químicos, Minerais Não Metálicos
Anglo American.....	Metalurgia
Fiat	Indústria Automotiva
International Paper do Brasil	Papel e celulose
Kinross Brasil.....	Mineração

Faturamento

Nossos procedimentos de faturamento e pagamento para distribuição de energia variam dependendo da tensão de fornecimento. Nossos clientes de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são faturados em até cinco dias após a leitura de seus medidores e recebem suas faturas por e-mail. A data de vencimento é de cinco dias após o recebimento da fatura.

Outros clientes que adquirem eletricidade em média tensão (2,3kV ou mais), aproximadamente 13,8 mil clientes, são cobrados em até dois dias úteis após a leitura de seu consumo e o vencimento é no mínimo cinco dias úteis a partir da entrega das faturas. Esse grupo de clientes recebem as faturas impressas e também por e-mail. Atualmente, 84% dos clientes 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 no prazo de 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 clientes de baixa tensão, com impressão de contas no ato da leitura dos medidores. Usamos esse sistema de faturamento com aproximadamente 6.600.000 clientes em 2016 e 7.500.000 clientes em 2017.

Sazonalidade

As vendas de energia da CEMIG são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, o consumo de clientes industriais e comerciais aumenta no quarto trimestre 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 clientes finais, regulados e livres, nos anos de 2015 a 2017, são apresentados a seguir, em MWh:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2017.....	10.364	10.712	10.607	10.817
de 2016.....	10.580	10.778	10.845	10.942
2015.....	11.661	11.326	11.315	11.703

Concorrência

Contratos com Clientes Livres

Em 31 de dezembro de 2017, a CEMIG GT possuía uma carteira de contratos com 1.176 clientes livres, industriais e comerciais. Deste total, 590 clientes estavam localizados fora do estado de Minas Gerais, com 40,02% da energia total vendida pela CEMIG GT no ano de 2017.

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 pelas hidrelétricas. Desde 31 de dezembro de 2017, 82 das 102 usinas da CEMIG utilizam essa fonte e são responsáveis por 95% 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 Companhia 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, Estaduais e Municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e emitir regulamentações que permitam essas leis. Geralmente, embora o Governo Federal tenha o poder de promulgar regulamentos ambientais gerais, os governos estaduais têm o poder de promulgar regulamentos ambientais específicos e ainda mais rigorosos, e os municípios também têm o poder de promulgar leis de acordo com o interesse local. 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 funcionários 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 energético

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 2017, as árvores responderam por 36.248 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 funcionário, 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 objetivo do licenciamento ambiental é estabelecer condições, restrições e medidas de controle ambiental que devem ser cumpridas por pessoas físicas e jurídicas ao instalar, expandir e operar empreendimentos ou atividades que utilizem recursos ambientais ou tenham potencial de causar danos ao meio ambiente.

A lei brasileira exige que as licenças sejam obtidas para diversas atividades, incluindo construção, instalação, expansão e operação de qualquer instalação que utilize recursos ambientais, cause degradação ambiental, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição ambiental ou prejudicar o patrimônio histórico, cultural e arqueológico.

A não obtenção e o descumprimento das exigências de uma licença ambiental para construir, implementar, operar, expandir ou ampliar uma empresa que cause impacto ambiental, tal como as usinas hidrelétricas operadas e sendo implementadas pela CEMIG, estão sujeitos a sanções administrativas, como multas, suspensão das operações, bem como sanções criminais, tais como multas e detenção de indivíduos 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 de uma nova.

O licenciamento ambiental pode ser aprovado nos níveis federal, estadual e municipal, dependendo de normas específicas. O IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, órgão ambiental federal, tem competência para licenciar projetos que causem impacto nacional e regional, atividades em terras indígenas, em águas territoriais, na plataforma continental e na zona econômica exclusiva, além dos projetos de atividade nuclear. As autoridades do meio ambiente estaduais têm competência para licenciar projetos cujos impactos não ultrapassem os limites territoriais do estado, localizados em espaços territoriais protegidos por domínio do estado, ou cuja jurisdição tenha sido delegada pelo Governo Federal por acordo ou outro instrumento jurídico apropriado. Municípios, por sua vez, poderão emitir licenças ambientais para atividades que causem impacto ambiental local, conforme determinadas normas.

Temos projetos licenciados nos níveis federal e estadual.

Licenciamento Ambiental de Funcionamento

A Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (“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 de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. De acordo com a Resolução CONAMA nº 6 de 16 de setembro de 1987, as instalações construídas antes desse ano não exigem esses estudos, mas devem obter licenças ambientais de operação, que podem ser obtidas mediante o preenchimento de um formulário contendo informações específicas sobre a instalação em questão. A obtenção de licenças corretivas para projetos que entraram em operação anteriormente a fevereiro de 1986, de acordo com a Resolução CONAMA 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. Em função disto, estamos negociando com (i) o IBAMA; e (ii) as Superintendências Regionais de Regularização Ambiental (“Suprams”), que constituem as autoridades ambientais do Estado de Minas Gerais para a obtenção das licenças ambientais para a operação de todas as nossas usinas e linhas de transmissão que entraram em operação antes de fevereiro de 1986.

Para as usinas de geração localizadas no Estado de Minas Gerais, que estão sujeitas ao licenciamento ambiental em nível estadual, firmamos acordos com as Suprams e com o IBAMA de forma a gradualmente cumprirmos a regulamentação do setor.

Para as instalações da CEMIG GT que entraram em operação antes de fevereiro de 1986, embora ainda não tenhamos obtido uma licença de operação, preparamos as avaliações ambientais necessárias, arquivamos os pedidos junto aos órgãos ambientais apropriados e os submetemos para análise.

Para gerenciar o cumprimento das condicionantes, utilizamos o Índice de Redução do Risco do Descumprimento das Condicionantes Ambientais (“IRDC”).

No ano de 2017, foram obtidas 6 licenças e autorizações para regularização dos empreendimentos da CEMIG D, nas seguintes categorias: 3 Autorizações Ambientais de Funcionamento (“AAFs”) e 3 Documentos Autorizativos para Intervenção Ambiental (“DAIAs”). Todos os processos supracitados foram regularizados nas SUPRAMs distribuídas pelo Estado de Minas Gerais.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais, também está sujeita a controle ambiental. Todas as licenças necessárias para o funcionamento regular das atividades da Gasmig foram emitidas pelas autoridades ambientais do Estado de Minas Gerais (Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – SEMAD).

As licenças e autorizações ambientais emitidas pelos devidos órgãos municipais, estaduais e federais geralmente impõem condições relacionadas aos impactos ambientais inerentes às nossas atividades, que devem ser cumpridas para que as licenças ambientais permaneçam válidas. Elas devem ser cumpridas enquanto a licença estiver em vigor. 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.

Reservas Legais Ambientais

De acordo com o Artigo 12 da Lei Federal nº 12.651, de 25 de maio de 2012 (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 16 de outubro de 2013, 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 do novo Código Florestal Brasileiro e a exclusão dos projetos hidrelétricos da necessidade de registro de Reserva Legal resolveram essa questão permitindo a continuidade do processo de licenciamento ambiental dos diversos projetos da empresa, com a aquisição das licenças de operação pendentes e a manutenção de sua conformidade legal.

Áreas de Preservação Permanente

A vegetação ao redor do reservatório é classificada juridicamente como Área de Preservação Permanente (“APP”). A extensão da APP varia dependendo de o reservatório estar localizado em áreas rurais ou urbanas. Nas áreas rurais, pelo menos 30 metros devem ser preservados, enquanto nas áreas urbanas, pelo menos 15 metros que devem ser preservados. A preservação das APPs é obrigatória, sendo permitidas intervenções em situações específicas.

A não preservação da vegetação nas APPs ou a supressão não autorizada de vegetação nas APPs podem levar a sanções administrativas, como multas que variam de R\$ 5.000 a R\$ 50.000 por hectare, limitadas a no máximo R\$ 50 milhões e responsabilidade criminal.

A Lei nº 12.651/2012 estipula que as APPs de reservatórios artificiais devem cumprir um programa específico criado para regular as medidas de uso e conservação da área ao redor do reservatório. Esse programa é chamado de Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório (“PACUERA”) e deve ser elaborado de acordo com as exigências mínimas determinadas pela autoridade ambiental competente durante o processo de licenciamento ambiental.

Com a nova lei denominada Política Florestal do Estado de Minas Gerais, a exigência acima foi incorporada à legislação estadual e a elaboração e aprovação da PACUERA deve estar em conformidade para a concessão de licenças de operação.

Nós agora incorporamos o desempenho da PACUERA nos procedimentos para obtenção das licenças de operação dos projetos sujeitos a licenciamento ambiental em nível estadual.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal nº 9.985, promulgada em 18 de julho de 2000, e do Decreto nº 4.340, promulgado em 22 de agosto de 2002, as empresas cujas atividades acarretam grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. As unidades de conservação são áreas sujeitas a proteção especial e incluem estações ecológicas, reservas biológicas, parques nacionais e áreas de interesse ecológico relevantes. A autoridade ambiental com competência para licenciar o projeto estipula a compensação ambiental para cada empresa, 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:

- Para projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985, promulgada em 2000, será utilizado o Valor Contábil Líquido (“VCL”), excluindo reavaliações ou, na ausência deste, o valor do investimento feito no projeto; e
- Compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985, promulgada em 2000, irá usar a referência estabelecida no item IV do Artigo 1º do Decreto nº 45.175 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 (“IEF”), relativo ao Sistema de Transmissão, para ser informada sobre a compensação ambiental devida. O IEF submeteu o inquérito à Advocacia Geral da União (“AGU”). Na data deste relatório anual, a Companhia não recebeu resposta a esta consulta.

Além da compensação ambiental acima referida, as compensações florestais para a limpeza dos caminhos das torres de energia e os acessos nos quais a vegetação foi suprimida são rotineiras.

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 de energia programas de educação ambiental, e Programas de Recuperação de Áreas Degradadas (“PRADs”).

Gestão de Peixes – O 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 (“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 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 2017, a CEMIG gastou R\$ 6,4 milhões por ano em atividades e projetos de pesquisa relacionados ao programa Peixe Vivo. Investimos outros R\$ 6,6 milhões em barreiras físicas para impedir a entrada de peixes no tubo de sucção da Usina Hidrelétrica de Três Marias.

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\$ 50.000, 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 2017, o programa Peixe Vivo completou seu 10º aniversário e em comemoração, a CEMIG organizou o 5º Seminário de Estratégias para Conservação de Peixes em Minas Gerais e o 1º Workshop sobre Remoção de Barragem, eventos realizados no Auditório do Centro de Atividades Didáticas da Universidade Federal de Minas Gerais (“UFMG”). O evento foi promovido pela CEMIG em parceria com a UFMG, a Universidade Federal de Lavras, a Universidade de Southampton, a Fapemig, o Programa de P&D da ANEEL e patrocinado pela Aliança Energia, pela CEMIG Geração Três Marias, pela Retiro Baixo Energética, pelos consórcios Baguari e Usina Hidrelétrica de Queimado. Compareceram 211 participantes, dos quais: (i) 44% eram de instituições de pesquisa; (ii) 27% eram representantes de empresas do setor de energia; (iii) 13% eram de órgãos

ambientais; (iv) 11% eram de empresas de consultoria; e (v) 6% eram de fundações. O Programa desenvolve sete projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 80 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. O site do Programa foi redesenhado e uma lista com essas publicações foi disponibilizada para o projeto e pode ser acessada em: www.cemig.com.br/peixevivo.

Considerando os 10 anos de duração do Programa, o desempenho do Peixe Vivo na Companhia foi muito satisfatório nos aspectos ambientais, sociais e econômicos, garantindo um retorno sobre o investimento em projetos e inovações tecnológicas. Vale ressaltar que a equipe foi contatada por outras empresas do Setor Elétrico para apresentar e discutir o trabalho que ela desenvolve para que essas empresas possam implementar iniciativas semelhantes.

Ocupação Urbana de Áreas de Passagem e Margens de Represas

Gasodutos – Nossas redes de distribuição de gás natural canalizado são subterrâneas, atravessando zonas rurais e urbanas. Os tubos são geralmente instalados em vias públicas próximos aos de drenagem pluvial, saneamento, energia e telecomunicações, entre outros serviços públicos. A instalação das redes no subsolo urbano apresenta riscos de danos aos trabalhadores de manutenção de dutos terceirizados. No entanto, todas as nossas redes de gás são sinalizadas de acordo com os padrões nacionais e os procedimentos internos. Além da sinalização de segurança, a Gasmig proporciona informações sobre a localização da sua rede em rodovias, ruas e outras áreas no site da Companhia, onde é disponibilizado o mapa da rede completo e atualizado. A Gasmig presta serviços gratuitos de orientação em campo para escavações de terceiros através do seu programa Escave com Segurança. Orientação e apoio para a execução segura de obras podem ser solicitados através do atendimento 24 horas da Gasmig.

A Gasmig também conta com planos de inspeção de rede, a fim de verificar as condições de segurança do sistema e evitar intrusões, construções ou erosões nas proximidades dos dutos.

Em 2017, em função da efetividade das ações preventivas adotadas pela Gasmig, houve uma incidência muito reduzida de danos causados por terceiros. Em todos os momentos o volume disperso foi reduzido, em decorrência da baixa pressão de operação das redes danificadas e à rápida reação em casos de contenção de vazamentos.

Redes de Transmissão – Temos servidão para nossa rede de transmissão e distribuição 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. Estamos buscando soluções para estes problemas, que irão envolver a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia. O Comitê de Equacionamento e Prevenção da Ocupação Humana nas Linhas de Transmissão e Distribuição foi criado para mitigar esses riscos monitorando e registrando invasões e tomando medidas para prevenir 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 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 (“APPs”) em volta das represas. Para

fiscalizar a área dos reservatórios foram dispendidos cerca de 183.066 quilômetros rodados e de 895 horas navegadas, além de cerca de 17.915 vistorias realizadas. Ressalta-se que, para incrementar a fiscalização, foi acrescentado mais um posto de fiscalização de margens de reservatórios.

O Mercado de Carbono – Acreditamos que o Brasil tem um potencial significativo de geração de créditos de carbono via projetos de energia limpa que seguem o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (“MDL”), ou os Mercados Voluntários. A cada ano, buscamos quantificar nossas emissões e publicar nossas principais iniciativas visando à redução da emissão de dióxido de carbono, por meio, por exemplo, do Projeto de Emissão de Carbono. O Grupo CEMIG tem participação em projetos do MDL, em vários estágios de desenvolvimento, registrados na United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), incluindo sete PCHs com capacidade de 116 MW e duas usinas hidrelétricas com capacidade de geração combinada de 3.708 MW e uma usina solar com capacidade de 3 MW. O processo de verificação e emissão de parte dos créditos de carbono da PCH Cachoeirão e das UHE Baguari e Santo Antônio foi concluído, correspondendo a aproximadamente 1.402 toneladas de emissões de CO₂ evitadas por meio deste programa.

Gestão de equipamentos e resíduos contaminados com Bifenilas Policloradas (PCBs) – Na CEMIG, a maior parte dos grandes equipamentos contaminados com PCBs foi removida do sistema elétrico e enviada à incineração. Desde então, a massa restante de PCB identificada vem sendo eliminada progressivamente. 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 (EC), na 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 PCBs até 2025 e sua eliminação final até 2028.

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 (“COS”), localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é a parte central de nossas operações. Ele coordena as operações de todo o nosso sistema energético, em tempo real, promovendo integração operacional da geração e transmissão de energia. Ele ainda opera a interligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e controle executados pela COS agora se estende a mais de 50 subestações de alta e extra alta tensão, mais de 20 grandes usinas geradoras, 15 PCHs, um parque eólico e uma usina de energia solar.

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 9001:2015.

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 404 subestações de distribuição, 512.571 quilômetros de redes de distribuição de média tensão, 17.302 quilômetros de linhas de distribuição, 8,3 milhões de clientes e opera em 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 12.516 serviços de campo por dia em 2017. 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 Geográficas

O Projeto Atlantis tem como objetivo modernizar e unificar o sistema de geoprocessamento das linhas e redes de distribuição da CEMIG. O novo sistema permite o gerenciamento de recursos com visão geoespacial, planejamento de utilidades, registros de equipamentos elétricos, projeto e análise de redes elétricas, além de contribuir para o cumprimento das Resoluções Normativas da agência reguladora, ANEEL. O Projeto Atlantis customizará o Sistema de Informações Geográficas (“GIS”), aplicado à gestão de linhas, subestações e redes de distribuição de energia. O GIS nos permitirá dar suporte aos processos de registro e design, bem como apoiar os seguintes processos corporativos: cobrança de notas fiscais, atendimento e suporte ao cliente comercial, proteção de receitas, operação, manutenção, planejamento e suprimento de materiais, de propriedade dos serviços e gestão de ativos. O projeto Atlantis foi iniciado em 2015 e parte da solução foi implantada em agosto de 2017. As etapas restantes de implantação serão concluídas no segundo semestre de 2018.

Em outra iniciativa, conhecida como “Portais Geográficos da CEMIG”, os novos portais geográficos criados em 2017 possibilitaram a integração de informações sobre eventos no sistema energético da CEMIG com informações meteorológicas (radar meteorológico e imagens de satélite, descargas elétricas e incêndios florestais), e informações sobre os ativos de geração, transmissão e distribuição, e até mesmo a localização de veículos e equipes de atendimento. O resultado dessa integração foi a melhoria no planejamento das ações, além do ganho de agilidade e precisão, culminando com a redução do tempo de acionamento das equipes e consequentemente do tempo de atendimento aos clientes.

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 uma mescla 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 (24 horas por dia x 7 dias na semana), 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 bem como os procedimentos do ONS.

Rede de Dados Corporativos

Nossa rede de dados corporativos possui 278 locais em 162 cidades de Minas Gerais, interligados por uma infraestrutura que varia de links de micro-ondas, fibras ópticas e cabos metálicos, próprios ou providos por operadoras contratadas. A arquitetura segue padrões de mercado, utilizando equipamentos de última geração, que são monitorados, operados e gerenciados com o uso de tecnologias de ponta.

As topologias física e lógica da rede empregam recursos de segurança tais como firewalls, sistema de prevenção de invasões (*intrusion prevention system*, ou IPS), sistema de controle de acesso e sistemas antivírus e antispam, que são continuamente atualizados para garantir a proteção contra acessos não autorizados, em conformidade com a ISO 27002. Um sistema de registro de eventos torna possível a investigação de eventos adversos, e também provê uma base histórica de registros para atender as exigências legais.

O Centro de Operações de Redes e Segurança, situado na sede da Companhia, em Belo Horizonte, monitora, opera e gerencia toda a infraestrutura de rede e segurança em regime contínuo (24 horas por dia x 7 dias na semana), mantendo a confidencialidade, integridade e disponibilidade dos dados em toda a extensão da rede.

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 cinco 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 17.302 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, 55.035 estruturas, construídas principalmente de metal.

A rede da CEMIG GT possui 4.929 quilômetros de linhas de transmissão de alta tensão, operando de 230kV a 500kV, suportadas por, aproximadamente, 11.754 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 de energia 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 no pronto restabelecimento de energia elétrica a nossos clientes, 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

Como solução de gestão de manutenção e monitoramento das instalações de transmissão da rede básica, foi desenvolvido o Projeto SAM (Sistema de Acompanhamento da Manutenção) para atendimento de integração com o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Dentre as iniciativas de Governança, Risco e Compliance, foi feita a implantação de módulo da solução SAP para a finalidade de controle de processos, com foco no atendimento às atividades de auditoria interna. Houve também a evolução do módulo de controle de acesso, para a garantia da segregação de funções.

Ativos Imobilizados; Ativos Intangíveis e Ativos Financeiros da Concessão

Nossos principais ativos são nossas usinas de geração de energia, e na infraestrutura de transmissão e distribuição, descritos no 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, incluindo projetos em construção, era de R\$ 13.918 milhões em 31 de dezembro de 2017

As instalações de geração representaram 18,10% desse valor contábil líquido, ativos intangíveis representaram 81,90% deste valor contábil líquido (instalações de distribuição em ativos intangíveis representaram 81,90% e outros intangíveis, inclusive sistemas de distribuição de gás representam 15,56%), e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 2,54%).

A média de depreciação anual aplicada a essas instalações eram de: 3,24% para instalações de geração hidrelétrica, 8,91% para instalações de administração, 4,61% para instalações de telecomunicações e 4,07% para instalações termelétricas.

Com exceção da nossa rede de distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2017. Nossas infraestruturas 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 Energético Brasileiro

Geral

No setor energético brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição têm sido tradicionalmente conduzidas por um pequeno número de empresas que sempre foram de propriedade do Governo Federal ou dos governos estaduais. Desde a década de 1990, várias companhias estatais foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência. O presidente do Brasil Fernando Henrique Cardoso, durante o período 1995-2002, teve como objetivo privatizar a parte controlada pelo Estado do setor de energia, mas o presidente do Brasil, durante o período 2003-2010, Luís Inácio Lula da Silva encerrou este processo e implementou um “Novo Modelo do Setor” para o setor energético brasileiro, expresso na Lei nº 10.848, promulgada em 15 de março de 2004, denominada “Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”.

Mudanças significativas foram implementadas durante a administração de Dilma Rousseff (de 2011 a 2016), por meio da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, estabelecendo novas regras para renovação ou relicitação das concessões das usinas hidrelétricas de geração de energia.

Posteriormente, sob a administração de Michel Temer (2016-presente), outras mudanças foram introduzidas no setor pela Medida Provisória nº 735/2016, promulgada como a Lei nº 13.360/16, incluindo a alteração das regras de licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, bem como a abordagem da renegociação do risco hidrológico. Também em 2017, iniciou-se uma série de consultas públicas que discutiram propostas de modernização e ampliação do Mercado Livre de fornecimento de energia elétrica com a indústria (Consulta Pública nº 33).

O Novo Modelo do Setor Elétrico

O principal objetivo do Novo Modelo do Setor Elétrico era assegurar o fornecimento de energia e a razoabilidade de tarifas. Para garantir o fornecimento de energia, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico: (a) exige que as distribuidoras contratem 100% das suas necessidades de energia projetadas, e sejam responsáveis pela elaboração de projeções realistas da demanda; e (b) visa a organizar a construção de novas usinas hidrelétricas e térmicas de modo a manter o melhor equilíbrio possível entre a segurança do fornecimento e a razoabilidade das tarifas. Para atingir tarifas razoáveis, a Lei do Novo Modelo do Setor exige que todas as compras de energia efetuadas pelas distribuidoras sejam por meio de oferta pública, com base no critério de preço mais baixo e que a execução do contrato seja realizada via 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: (i) o Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos toda a energia de que necessitam para suprir seus clientes; e (ii) o Mercado Livre, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas, tais como clientes 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 (“MME”). Foram criadas duas entidades para estruturar a nova conjuntura do setor: (i) a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), uma empresa controlada pelo Estado responsável pelo planejamento de expansão de geração e transmissão; e (ii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), uma entidade privada responsável pela contabilização e liquidação das transações de curto prazo (spot) de energia. O CCEE também é responsável, através de delegação pela ANEEL, por organizar e conduzir os leilões de energia pública através do Mercado Regulado, no qual todas as distribuidoras 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 promulgação.

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) usinas 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. Como consequência, as tarifas de energia da Itaipu aumentam ou diminuem de acordo com

a variação da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real. As alterações no preço da energia gerada por Itaipu são, contudo, neutralizadas pelo Governo Federal, que compra todos os créditos de energia da Eletrobrás.

Coexistência de Dois Ambientes de Comercialização de Energia

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) o Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos toda a energia de que necessitam; e (2) o Mercado Livre, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas, tais como clientes livres e entidades que comercializam e importam energia.

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

No Mercado Regulado, as distribuidoras adquirem energia para seus clientes 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 de um Contrato de Quantidade de Energia, uma geradora se compromete a fornecer uma determinada quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser afetado negativamente por condições hidrológicas e baixos níveis nos reservatório, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora será obrigada a comprar a energia de terceiros a fim de cumprir os 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 clientes. Em conjunto, esses acordos compreendem em contratos de compra de energia, Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“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 (“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 clientes que optaram por se tornar livres, sendo supridos diretamente por geradores.

Com a renovação das concessões das usinas hidrelétricas, foi criado o Contrato de Contas de Garantia Física (“CCGF”). Esses contratos consideram 90% 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 energia é comercializada pelos 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 clientes livres potenciais 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 clientes cujo abastecimento se iniciou antes de 1995 também podem migrar para o Mercado Livre, de acordo com a Lei 13.360/2016. Além disso, clientes 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 cliente 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 clientes 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 clientes livres. As geradoras estatais também podem vender energia para clientes livres, mas, ao contrário das geradoras do setor privado, elas são obrigadas a fazê-lo através de um processo de leilão.

Restrição às Atividades das Distribuidoras

Não é permitido às distribuidoras no Sistema Interligado Nacional (“SIN”): (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia; (2) vender energia a clientes livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus clientes 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 do Nível de Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia 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 clientes 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 clientes.

Em 2016, foi criado o MCSD de Energia Nova, que permite a transferência de novos contratos de energia entre as distribuidoras para compensar os excedentes e déficits. Se há mais excedente que déficit, o mecanismo também permite que as geradoras 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 geradoras e distribuidoras, 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 cliente.

Limites de Repasse

O Novo Modelo do Setor Elétrico também limita o repasse de custos de energia aos clientes finais. O Valor Anual de Referência corresponde ao valor médio de aquisição de energia comprada em leilões de fornecimento de geração realizados nos anos “A – N”, ponderado pelas quantidades adquiridas, calculado para todas as companhias de distribuição. Ele cria um incentivo para as distribuidoras contratarem suas demandas projetadas de energia nos leilões A-5 e A-6, nos quais os preços, segundo se estima, devem ser mais reduzidos que os dos leilões A-3 e A-4. 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 repassados integralmente. O Decreto nº 5.163/2004 estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição de repassarem custos a clientes:

- Não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 105% da demanda regulatória.
- Repasse integral dos custos de aquisição da energia elétrica dos leilões de compra de energia efetuadas nos leilões “A-5” e “A-6”.
- Repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão “A-3” e “A-4”, caso o volume de 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, 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 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 clientes regulados, 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 aos clientes finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia gerada por empreendimentos de geração existentes. O Ministério de Minas e Energia (“MME”) estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia gerada pelos projetos existentes.
- As compras de energia em leilões de ajuste de mercado são limitadas a 5,0% da demanda total da distribuidora (o limite anterior, modificado pelo Decreto nº 8.379/2014, era de 1,0%, exceto para 2008 e 2009) e o repasse de custos é limitado à média estimada dos Custos Marginais de Operação (“CMO”) futuros do submercado de entrega da energia, limitados aos Preços de Liquidação das Diferenças (“PLD”) mínimos e máximos, referentes aos períodos de fornecimento dos contratos negociados, calculado com base no Plano Mensal de Operação (“PMO”) do Operador Nacional do Sistema (“ONS”) e na média móvel de cinco meses do 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 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 tarifário anual. De modo geral, os ‘custos da Parcela A’ são integralmente repassados aos clientes. 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 das distribuidoras, são ajustados pela inflação de acordo com o índice IPCA. O reajuste tarifário anual médio 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 tarifa 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. Essas revisões são realizadas 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 a partir de 28 de maio de 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 incluiu dois componentes adicionais acima mencionados: 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 clientes 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 clientes através de suas contas de energia. Esse sistema ficou conhecido como “bandeiras tarifárias”. O sistema fornece aos clientes um sistema que divulga os custos reais de geração de energia. O sistema é simples: as cores das bandeiras (verde, amarelo ou vermelho) indicam se, com base nas condições de geração de energia, o custo da energia para os clientes 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 clientes. 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 2016 houve bandeiras vermelhas em janeiro e fevereiro, amarelo em março e novembro e verde nos outros meses. Em 2017, houve bandeiras verdes em janeiro, fevereiro e julho, amarelas em março, julho e setembro, e vermelhas (nível 1) em abril, maio, agosto e dezembro e vermelhas (nível 2) em outubro e novembro. De janeiro a outubro de 2017 os valores para as bandeiras por 100 kWh foram: a bandeira amarela foi fixada em R\$ 2,00; a bandeira vermelha nível 1 foi fixada em R\$ 3,00 e a bandeira vermelha nível 2 foi fixada em R\$ 3,50. A partir de novembro de 2017, os valores por 100 kWh foram reajustados para: bandeira amarela R\$ 1,00; bandeira vermelha nível 1 fixada em R\$ 3,00 por 100 kWh e a bandeira vermelha nível 2 foi fixada em R\$ 5,00 por 100 kWh.

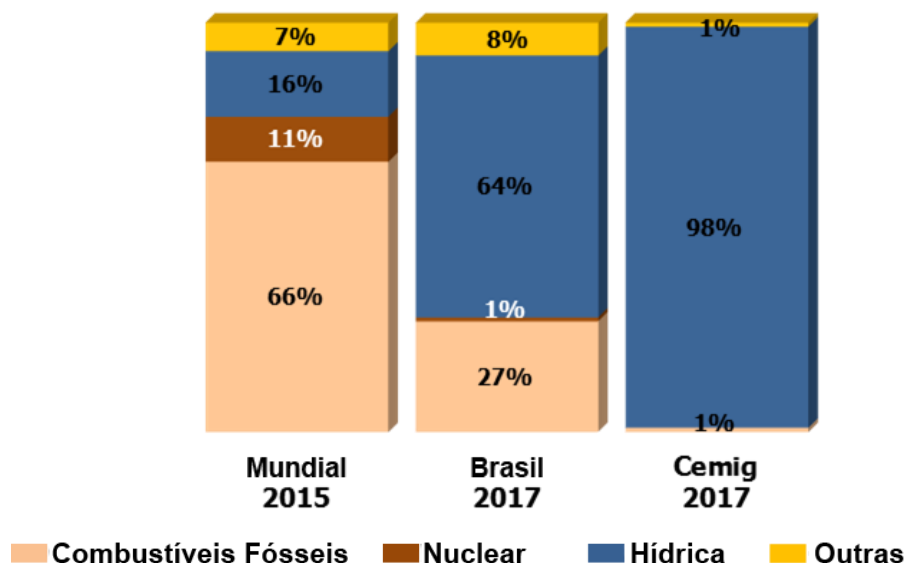
A ANEEL, ao fazer o reajuste tarifário das distribuidoras de energia, estima os custos considerando um cenário favorável de geração de eletricidade.

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 no Brasil, em geral, têm de negociar com cada proprietário para obter o terreno necessário para operar. 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.

A produção e transmissão de energia brasileira é um sistema hidrelétrico 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 Básica, 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 tenha um potencial de geração de energia hidrelétrica de aproximadamente 247.997 MW, dos quais apenas 44% foram desenvolvidos ou estão em construção, de acordo com estudos da Eletrobrás compilados em dezembro de 2016.

Geração de Energia por fontes:



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA)

Em dezembro de 2017, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 166,26 GW, sendo aproximadamente 60,47% proveniente de hidrelétrica, de acordo com a Matriz de Energia Elétrica disponível no Banco de Informações de Geração (“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 135.552 quilômetros de linhas de transmissão com tensões iguais ou superiores a 230 kV.

Aproximadamente 31% da capacidade de geração instalada e 45% 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, por pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras, 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:

- determinaram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;
- gradualmente permitiram que certos clientes com demanda significativa de energia (em geral superior a 3 MW), designados clientes 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 clientes livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;
- concederam aos clientes livres e aos fornecedores de energia 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 Pequenas Centrais Hidrelétricas (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 50%, 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.
- O estabelecimento 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 clientes 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 clientes 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 nº 12.783, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia.

Em 22 de Agosto de 2017, o Governo Federal editou o Decreto nº 9.143, que alterou os leilões de contratação de energia no ambiente regulado, criando novos leilões descritos como “A-4”, “A-6” e possivelmente “A-7”. Ao mesmo tempo, ajustes nos limites de repasse e contratação das distribuidoras também foram feitos.

Racionamento e Aumentos Extraordinários de Tarifas

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

No final de 2000 e início de 2001, os baixos níveis pluviométricos, o crescimento significativo da demanda por energia, e a significativa dependência do Brasil da energia 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 a redução no consumo de energia em resposta a essas condições (“Plano Nacional de Conservação de Energia”). Nos termos deste plano, as companhias de distribuição e de geração de energia (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, ou pela compra de energia pela CCEE. Esta compensação foi dada na forma de direito de cobrar aumentos extraordinários de tarifas de energia dos clientes, ao longo de um período futuro, em média 74 meses, o foi encerrado 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) criou leilões para o mercado regulado, em que é possível comprar energia proveniente de novas instalações para garantir o seu suprimento. 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 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 clientes, 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 energético 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 termelétricas nessa região permaneceram em operação. Em 2016, o PLD médio foi R\$ 93,98/MWh com teto de R\$ 422,56 / MWh.

Em 2017, assim como em 2015, o sistema apresentou baixos fluxos durante o período de seca, o que impediu a recuperação dos principais reservatórios. Ao final de abril, o armazenamento do Sistema Interligado Nacional estava próximo a 40% da sua capacidade máxima. Neste cenário de baixo armazenamento e baixa afluência, tivemos preços elevados, o que aumentou o despacho de usinas termelétricas. A região nordeste, que continuou a ter escassez de chuvas. Em 2017, o PLD médio no sistema foi R\$ 324,17/MWh com um teto de R\$ 533,82/MWh.

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

A operação de reservatórios de geração de energia 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 cinco Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle federal e de 20 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle estadual 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 energético 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 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 implementá-las, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor energético.

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, Jaguará, 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.

A CEMIG GT impetrou Mandado de Segurança contra ato do MME no STJ (Superior Tribunal de Justiça) com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguará, 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 Jaguará 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 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. Em 21 de novembro de 2017, a 2ª Turma do STF julgou improcedente o Mandado de Segurança. A Companhia entende que não se trata de decisão definitiva motivo pelo qual, publicado o Acórdão, a Companhia avalia, neste momento, os recursos cabíveis. A contingência desta ação está classificada como perda “provável” em da decisão proferida nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF. Neste contexto, é de se reconhecer a singularidade do Contrato de Concessão nº 007/1997, o ineditismo da matéria e que a ação proposta se configura em *leading case* 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 Ministro Relator, tendo em vista o deferimento de liminar pelo STF nos autos da UHE Jaguará, 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 Jaguará, no sentido de manter a CEMIG GT na titularidade da concessão da UHE São Simão nas mesmas condições da UHE Jaguará, 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. No dia 13/12/2017,

a 1ª Seção do Superior Tribunal de Justiça, julgou improcedente os pedidos da CEMIG. A Companhia avalia, neste momento os recursos cabíveis. A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como “provável”, dado o julgamento desfavorável à Companhia ocorrido nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF interposto nos autos do Mandado de Segurança da UHE Jaguará (informado acima), 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 ao STJ um 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. Em resposta a uma moção para revisão do julgamento proferido pelo Governo Federal contra o recurso interno, o relator revogou essa tutela cautelar em 29 de março de 2017. Ainda não houve julgamento do mérito desta ação. A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como “provável”, dado o julgamento desfavorável à Companhia ocorrido nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF interposto nos autos do Mandado de Segurança da UHE Jaguará (informado acima), já que ambos têm as mesmas questões e fatos a serem considerados e, em última instância, serão analisados pelo mesmo órgão jurisdicional. Além do Mandado de Segurança mencionado acima, 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 (vinte) anos da concessão das UHE de Jaguará, 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.

Em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou as concessões das usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, detidas anteriormente pela CEMIG GT. Essas usinas têm capacidade de geração agregada de 2.922 MW e o preço da venda foi de R\$ 12,13 bilhões. Em cada caso, o licitante vencedor das concessões era um terceiro não relacionado à CEMIG GT.

A CEMIG GT trabalhou intensamente para manter as concessões das usinas de São Simão, Jaguará e Miranda e, apesar do resultado do leilão, a CEMIG GT continuará a lutar para que seus direitos sejam reconhecidos nos tribunais. Além das ações em andamento no Supremo Tribunal Federal (STF) e no Tribunal Superior de Justiça (STJ), foram propostas medidas administrativas e judiciais relacionadas à indenização a que tem direito a CEMIG GT.

Os valores devidos das indenizações correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis não amortizados ou não depreciados, reconhecidos pelo MME por meio da Portaria nº 291/2017 foram impugnados administrativamente (ainda pendente de decisão – recurso hierárquico), sendo que na via judicial a CEMIG GT impetrou, em 27 de novembro de 2016, Tutela Cautelar Antecedente visando obter ordem para que a União Federal exiba os documentos que deram suporte ao cálculo das indenizações pela reversão dos bens das UHEs Jaguará, Miranda, São Simão e Volta Grande, bem como deposite, de imediato, o valor incontroverso da indenização, fixado em R\$ 1,027 milhão. Neste caso, a liminar foi indeferida e a CEMIG GT interpôs Agravo de Instrumento (pendente de julgamento). Adicionalmente, em 17 de janeiro de 2018, a CEMIG aditou a inicial: (i) de modo a reiterar a necessidade de exibição de documentos; (ii) pedindo a declaração de nulidade do artigo 1º, § 1º e 2º e do artigo 2º, da portaria MME nº 291/2017 e o consequente pagamento de indenização que contemple todos os investimentos realizados pela CEMIG GT nas aludidas concessões; e (iii) bem como solicitando o pagamento imediato do valor incontroverso.

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.

A documentação para o Leilão de Geração nº 12/2015 de 7 de outubro de 2015 incluía duas novas disposições regulatórias para a renovação das concessões de usinas existentes. A primeira estipulação concedia uma receita adicional a

concessionária, a fim de assegurar renovações e reformas rápidas e econômicas da usina. Essa receita adicional é chamada de Custo de Melhorias da Gestão dos Ativos de Geração (“GAG Melhorias”), ela foi três vezes maior que a esperada pelo mercado. Mais informações sobre esta questão podem ser encontradas na documentação do leilão. A segunda provisão foi determinada na Lei nº 13.203/2015. A concessionária poderia evitar o risco de uma seca severa (o que implica geração termelétrica, portanto, custos mais altos) pagando um prêmio razoável aos clientes dispostos a correr esse risco. Em decorrência dessa lei, melhoraram as projeções do fluxo de caixa da concessão e diminuíram as perdas de receita decorrentes de complementação com energia termelétrica. O Conselho de Administração da CEMIG Holding autorizou nossa participação no Leilão de Geração nº 12/2015, e a CEMIG GT teve êxito nesse leilão, realizado na B3 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 um 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 lidar com a operação comercial dessas concessões (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, 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 – CNPE

Em agosto de 1997, o CNPE, foi criado para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é governado 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 – 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 – 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 – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por clientes livres e pelas companhias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. 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 – 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 (CCEARs), 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 (“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 clientes 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 – EPE

Em 16 de agosto de 2004 o Governo Federal promulgou o decreto que criou a EPE. Uma companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, energia, 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 de Energia – CMSE

O Decreto nº 5.175, sancionado em 9 de agosto de 2004 criou o Comitê de Monitoramento do Sistema de Energia, 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 e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – 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 Termoelectricidade (“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 e Fundo de Uso de Bem Público – RGR e 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 (“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, ressaltadas 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 – CCC

A Conta de Consumo de Combustível (“CCC”), 1973 foi criada em 1973 a fim de gerar reservas financeiras para cobrir os altos custos associados ao 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 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 gerenciado pela Eletrobrás e, a partir de maio de 2017, vem sendo administrado pela CCEE em conformidade com a Lei nº 13.360/2016.

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 – 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 clientes 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. Desde maio de 2017 a CDE é administrada pela CCEE em conformidade com a Lei nº 13.360/2016.

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 (“TFSEE”)

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia é uma taxa anual cobrada pela ANEEL para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada conforme Procedimento de Regulação Tarifária (“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 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 anteriormente, elevou 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 clientes 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 mercado 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 clientes 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 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 – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), procura atenuar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, exigindo que todos os geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos dentro da rede básica brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia pelas geradoras não depende do volume de

energia de fato gerado por elas, mas da Energia Garantida ou Energia Assegurada de cada usina, 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 efetivamente gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada é avaliado 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 hidrelétricas 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, 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 hidrelétrica e no despacho total das termelétricas 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 paralisa do mercado. A fim de resolver esta situação, o Governo Federal propôs (por meio da Medida Provisória nº 688) a renegociação do risco hidrológico, permitindo geradores com contratos ACR transferir a exposição aos clientes 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 mercado regulado e no mercado livre. No entanto, cada mercado 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 regulado, 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 2017, o GSF médio ficou em 0,815. Como em anos anteriores, a baixa demanda, a menor geração hidrelétrica e a maior geração pelas usinas térmicas, eólicas e solares impactaram a GSF.

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 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 – TUSD

A TUSD é paga por companhias de geração, outras distribuidoras e clientes 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 – TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração, distribuição e clientes 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. Empresas de geração e distribuição, e clientes livres, também pagam uma taxa por conexões de transmissão exclusivas para algumas empresas de transmissão. 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 de energia de 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 clientes. 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, 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 clientes 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

Você deve ler as informações contidas nesta seção junto com nossas Demonstrações Financeiras consolidadas dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015, contidas neste relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras consolidadas, 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 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 (“VNR”), equivalente ao valor justo.
- Passivos financeiros relacionados a opções de venda, mensurados pelo valor justo através do modelo Black-Scholes-Merton.

Novas normas contábeis e interpretações

As seguintes normas que entraram em vigor em ou após 1º de janeiro de 2017:

- Emendas ao IAS 12, Impostos de Renda – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos para perdas não realizadas.
- Iniciativa de Divulgação (Modificações ao IAS 7, Demonstração dos Fluxos de Caixa), exigem que as entidades providenciem a divulgação de alterações em seus passivos decorrentes de atividades de financiamento, incluindo tanto mudanças decorrentes de fluxos de caixa quanto mudanças não-caixa (tais como ganhos ou perdas cambiais).

A aplicação dessas alterações não teve impacto significativo nos valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas.

Normas emitidas, mas ainda não em vigor, em 31 de dezembro de 2017

Em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018:

- Emendas ao IFRS 10 ao IAS 28 – Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou joint venture: Lidar com situações que envolva a venda ou a contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou joint venture.

A Companhia não espera impactos significantes em suas demonstrações financeiras em função da adoção dessas emendas.

- IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final do IFRS 9 Instrumentos Financeiros, que substitui o IAS 39 Instrumentos Financeiros: Classificação e Mensuração e todas as versões anteriores do IFRS 9. O IFRS 9 reúne os três aspectos do projeto de contabilização de instrumentos financeiros: classificação e mensuração, redução ao valor recuperável (“impairment”) e *hedge accounting*. O IFRS 9 está em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, com aplicação antecipada permitida. Exige-se a aplicação retrospectiva, com exceção de *hedge accounting*, mas não é obrigatório o fornecimento de informações comparativas. Para *hedge accounting*, as exigências são em geral aplicadas prospectivamente, com algumas poucas exceções.

A Companhia fez uma avaliação dos efeitos potenciais da adoção do IFRS 9 e não estima ter impactos significativos em suas demonstrações financeiras, exceto quanto à redução ao valor recuperável de contas a receber de clientes.

Classificação e mensuração

A Companhia tem a expectativa de continuar mensurando pelo valor justo todos os ativos financeiros atualmente mensurados pelo valor justo. Para ativos financeiros atualmente classificados de acordo com o IAS 39 como empréstimos e recebíveis (cujo objetivo do modelo de negócios de acordo com o IFRS 9 é captar os fluxos de caixa contratuais, representando somente pagamentos de principal e juros), a Companhia concluiu que tais instrumentos financeiros atendem aos critérios de mensuração e classificação sob o custo amortizado. Portanto, não é esperada a mudança no método de mensuração desses instrumentos.

Redução ao Valor Recuperável (“Impairment”)

O IFRS 9 estipula que a Companhia registre perdas esperadas em todos os seus ativos financeiros ao invés de adotar a abordagem de perdas incorridas.

As provisões para perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas esperadas para 12 meses, em função de potenciais eventos de inadimplência, ou perdas de crédito esperadas para a vida inteira de um instrumento financeiro, caso o risco de crédito tenha aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. A Companhia adotou, em suas análises, uma abordagem simplificada, considerando que os saldos do seu contas a receber de clientes não possuem componentes de financiamento significativos, e calculou a expectativa de perda considerando a média histórica de não arrecadação sobre o total faturado em cada mês (tendo como base os últimos 12 meses de faturamento), segregados por tipo de clientes e projetados para os próximos 12 meses, levando em consideração o vencimento dos recebíveis, inclusive os ainda a vencer. A perda estimada para os saldos vencidos de clientes que renegociaram a sua dívida foi calculada com base na data de vencimento da fatura original, não sendo considerados os novos termos negociados. Para os saldos vencidos há mais de 12 meses, foi considerada a expectativa de perda integral.

A Companhia estima que a adoção dessa nova estipulação terá impacto, principalmente, sobre as perdas esperadas em créditos de liquidação duvidosa de suas contas. Os efeitos estimados, em 1º de janeiro de 2018, decorrentes da adoção do IFRS 9, ocasionaram um aumento na provisão para devedores duvidosos e um efeito correspondente no Patrimônio Líquido, como segue:

	01/01/2018
Clientes e Revendedores; Transporte de energia	195
	195

• IFRS 15 – Receita de Contratos com Clientes

IFRS 15 – A receita de contrato com clientes foi emitida em maio de 2014, alterada em abril de 2016 e estabelece um modelo de cinco etapas para contabilizar as receitas decorrentes de contratos com clientes. De acordo com a IFRS 15, a receita é reconhecida por um valor que reflete a contrapartida a que uma entidade espera ter direito em troca de transferência de bens ou serviços para um cliente. Este novo pronunciamento substituiu todas as atuais exigências para reconhecimento de receitas

segundo os IFRS. Adicionalmente, a IFRS 15 estabelece requisitos de apresentação e divulgação mais detalhadas do que as normas atualmente em vigor.

É necessária uma aplicação retrospectiva completa ou uma aplicação retrospectiva modificada referente a períodos anuais a partir de 1º de janeiro de 2018. A Companhia tem planos de adotar a nova norma na data de entrada em vigor da exigência usando o método retrospectivo modificado.

A Companhia avaliou os cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pelo IFRS 15:

- Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes;
- Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato;
- Determinar o preço de cada tipo de transação;
- Alocação do preço e às obrigações contidas nos contratos; e
- Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

A Companhia não espera impactos relevantes na adoção da nova norma, com exceção da reclassificação das penalidades por indicadores de desempenho, das despesas operacionais para uma conta redutora da receita por disponibilidade da rede de energia. A seguir serão detalhadas as análises de receitas de contratos com clientes:

- Fornecimento Bruto de Energia, e Receita de uso da rede – Consumidores cativos

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 clientes finais são contabilizadas quando há o seu fornecimento. O faturamento é feito mensalmente. O fornecimento não faturado de energia, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no consumo do mês anterior ou dos valores contratuais. As diferenças entre os valores estimados acumulados e as receitas efetivamente acumuladas são registradas no mês seguinte. Historicamente, estes não foram significativos.

De acordo com o IFRS 15, a Companhia deve reconhecer a receita proveniente de um contrato com cliente quando a expectativa de recebimento for provável, levando em consideração a intenção de pagamento do cliente. Caso a expectativa seja de não recebimento, a Companhia é obrigada a avaliar se a respectiva receita será apresentada líquida de perdas estimadas.

A Companhia está sujeita a penalidade caso alguns indicadores de continuidade no fornecimento de energia não sejam atendidos. Essas penalidades incluem a obrigação de reembolsar os clientes por meio de um desconto nas faturas de energia.

Com base na nova norma, que estipula que a receita deve ser registrada líquida de quaisquer descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões no preço, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens semelhantes, tais reembolsos serão apresentados como um redutor da receita de fornecimento de energia, e não mais como despesa operacional.

Atualmente, esses reembolsos são contabilizados como uma despesa operacional, no entanto, de acordo com a nova norma, eles serão registrados como redutor da receita. Esses reembolsos totalizaram R\$ 41 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 48 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2016).

- Receita de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD – Clientes Livres

Uma proporção significativa dos grandes clientes industriais nas áreas de concessão da CEMIG D são agora 'Clientes Livres' – a energia é vendida a eles pela empresa de geração e transmissão do Grupo CEMIG, a CEMIG GT, bem como por outras geradoras. Dessa forma, os encargos referentes ao uso da rede de distribuição ('TUSD') desses clientes livres são cobrados separadamente com o registro nesta rubrica. O encargo ocorre em função da demanda de potência do cliente, a qual

está vinculada ao consumo e o valor justo da contraprestação é calculado conforme a tarifa de uso do sistema, a qual é definida pela ANEEL.

- Fornecimento de Gás

As receitas de fornecimento de gás são determinadas com base nos volumes comercializados e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado, sendo que o faturamento é feito mensalmente.

- Outras receitas operacionais

Prestação de serviços:

Acreditamos que a prestação de serviços tais como novas conexões, medidores para clientes e inspeções não são um serviço distinto oferecido paralelamente ao fornecimento de energia estipulado no contrato, portanto, existe uma única obrigação de desempenho, que é o fornecimento de energia.

Compartilhamento de infraestrutura:

O compartilhamento de infraestrutura refere-se ao uso conjunto, por agentes dos setores de energia, de telecomunicações ou de petróleo, de instalações construídas para servir de base à prestação de serviços públicos, gerando o emprego compartilhado de postes, torres, dutos, subsolo urbano, condutos e servidões administrativas.

A fixação no ponto de utilização é a obrigação de desempenho, que é cobrado mensalmente de acordo com a utilização.

- Outras Receitas

As demais receitas estão relacionadas principalmente à Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA), transações com energia na CCEE, receita de transmissão, receita de construção, receita de indenização e receita de telecomunicações. A Companhia acredita que a aplicação da nova norma não terá impacto significativo no reconhecimento de receitas provenientes dessas fontes de receita.

- Exigências de apresentação e divulgação

Os requisitos de divulgação da nova norma representam uma mudança em relação à prática atual e aumentarão o volume de divulgações exigidas nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Muitas das exigências de divulgação são novas, portanto, a Companhia espera que as divulgações sejam expandidas, mesmo que não seja significativo o impacto quantitativo da adoção das novas normas.

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

- IFRS 16 – Arrendamentos – Os arrendatários terão que reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento, inclusive os atualmente classificados como contratos de arrendamento operacional.

A Companhia está atualmente avaliando os efeitos da aplicação dessas novas normas.

Resumo das políticas contábeis relevantes

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados nestas demonstrações financeiras consolidadas, de acordo com a IFRS.

As políticas contábeis referentes às atuais operações da Companhia que implicam em julgamento e utilização de

critérios específicos de avaliação são como segue:

- Instrumentos Financeiros

Instrumentos financeiros derivativos (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 (“PUT Parati”) foram mensuradas pelo valor justo mediante a utilização do modelo de Black-Scholes-Merton (BSM) na data do balanço.

Instrumentos financeiros derivativos (operações de swap): A Companhia, por meio de sua subsidiária CEMIG GT, mantém instrumentos derivativos de hedge para mitigar sua exposição ao risco de variações nas taxas de câmbio. Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e os custos de transação atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as variações no valor justo são registradas no resultado.

Capital social: Os direitos a dividendos mínimos que as ações preferenciais possuem estão descritos na Nota 25 das demonstrações financeiras consolidadas.

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 estavam sujeitos à Lei nº 12.783 (de 11 de janeiro de 2013). Eles são medidos no Valor Novo de Reposição (“VNR”), que é o seu valor justo. 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 da concedente para os serviços de construção ou melhoria prestados.

Empréstimos e Recebíveis: Empréstimos e recebíveis incluem: equivalentes de caixa, créditos a pagar por clientes e revendedores, e concessionárias (transporte de energia), fundos vinculados, depósitos judiciais, ativos financeiros da concessão, valores a receber de partes relacionadas e Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e de Outros Componentes Financeiros

Caixa e equivalentes de caixa: inclui saldos de caixa; depósitos bancários; e investimentos altamente líquidos com vencimento original de três meses ou menos, os quais estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Caixa e equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender a condições de caixa no curto prazo e não para investimento ou outros fins.

- Clientes, Revendedores e Concessionários (transporte de energia)

As contas a receber de Clientes, Revendedores e Concessionários (para transporte de energia) são registradas inicialmente pelo valor da energia fornecida, e mensuradas pelo custo amortizado.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa, para clientes de baixa e média tensão, é baseada em estimativas da Administração, em montante suficiente para cobrir prováveis perdas. Os principais critérios definidos pela Companhia são: (i) Para clientes com saldos significativos, o saldo a receber é analisado à luz das informações do histórico, negociações em andamento e garantias prestadas. (ii) Para outros clientes, os seguintes itens estão totalmente provisionados: Recebíveis de clientes residenciais com mais de 90 dias de atraso; recebíveis de clientes comerciais com mais de 180 dias de atraso; e recebíveis com mais de 360 dias de atraso de outros clientes.

Para clientes de grande porte, é efetuada uma análise individual para cada cliente, incluindo atividades em andamento com o objetivo de cobrar os saldos pendentes.

- Investimentos

A Companhia possui investimentos em coligadas e joint ventures. Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia tem influência significativa. Influência significativa é o poder de participar nas decisões de política financeira e operacional de uma entidade, mas não é controle ou controle conjunto sobre essas políticas.

Uma joint venture é um tipo de acordo compartilhado por meio do qual as partes que detêm o controle conjunto do acordo têm direitos sobre os ativos líquidos da joint venture. Controle conjunto é o compartilhamento acordado contratualmente do controle de um acordo, que existe somente quando as decisões sobre as atividades relevantes requerem o consentimento unânime das partes que compartilham o controle.

Esses investimentos são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, contabilizados pelo custo.

O saldo de investimentos inclui os ativos intangíveis que representam o direito de operar comercialmente da atividade regulada identificada, líquido de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

- Ativos da concessão

Atividade de distribuição: os ativos intangíveis da concessão são amortizados durante o período da concessão, conforme estipulação do IFRIC 12 – Contratos de concessão.

A CEMIG D contabiliza ativos financeiros correspondentes ao valor residual do ativo intangível ao final da concessão, representando um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

Para determinar o período de amortização do ativo intangível da concessão, a CEMIG D considerou que o contrato de concessão foi prorrogado por um período adicional de 30 anos, conforme descrito em mais detalhes na Nota 4.

Elementos agregados à infraestrutura da concessão são inicialmente contabilizados pelo valor de custo, incluindo os custos de empréstimos capitalizados, e representam o custo de aquisição dos ativos intangíveis. Quando os ativos iniciam as operações, são divididos entre ativo financeiro e ativo intangível, conforme critério mencionado nos parágrafos anteriores. A parte dos ativos que é registrada nos ativos financeiros é mensurada com base no custo de reposição, que é o valor justo.

Atividade de transmissão: Contratos de concessão firmados pela Companhia determinam que a concessionária tem um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do, ou em nome do concedente, portanto, a CEMIG contabiliza um ativo financeiro durante o período de construção das linhas e receitas de transmissão a serem recebidas durante o período de concessão, pelo valor justo, em conformidade com o IFRIC 12 – Contratos de concessão.

Os custos de construção de infraestrutura são contabilizados na Demonstração do Resultado do Exercício quando incorridos, e a receita de construção é registrada com base no estágio de andamento da obra, incluindo a tributação aplicável à receita e qualquer margem de lucro.

Os valores faturados de acordo com a Receita Anual Permitida (“RAP”) são contabilizados como receita pelo valor da parcela referente à operação e a manutenção dos ativos de infraestrutura, pelo valor justo, e como redutor do ativo financeiro pela parcela referente à receita de construção, como descrito acima.

As despesas adicionais incorridas para fins de expansão do capital e melhorias na infraestrutura de transmissão são contabilizadas como ativos financeiros.

É condição para a renovação das antigas concessões de transmissão, conforme descrito em mais detalhes na Nota 4, que o valor residual da maioria dos ativos de transmissão contabilizados nas antigas concessões seja objeto de ressarcimento pelo Poder Concedente, já tendo sido contabilizado em 31 de dezembro de 2012 e um ativo financeiro foi reconhecido pelo valor estimado a ser recebido por meio da RAP.

Atividade de distribuição de gás: os ativos intangíveis da concessão são amortizados durante o período da concessão, conforme estipulação do IFRIC 12 – Contratos de concessão.

A amortização reflete o padrão no qual os benefícios econômicos futuros do ativo devem ser, segundo se estima, consumidos pela Companhia. O padrão de consumo dos ativos está relacionado à vida útil econômica de cada um dos

ativos subjacentes que compõem a concessão. Essa vida útil econômica também é utilizada pelo regulador para determinar a base de mensuração da tarifa da prestação dos serviços da concessão.

A CEMIG contabiliza ativos financeiros correspondentes ao valor residual do ativo intangível ao final da concessão, representando um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

- **Ativo Intangível**

Os ativos intangíveis são compostos principalmente pelos ativos relacionados ao contrato de concessão de serviços, descritos acima, e softwares. Eles são mensurados pelo total do custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados, menos amortização acumulada.

- **Ativo Imobilizado**

O ativo imobilizado é avaliado ao custo de aquisição, incluindo o custo atribuído (na aplicação inicial das IFRSs), e os custos de empréstimos capitalizados, menos a depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, utilizando as taxas que refletem a vida útil estimada dos bens, limitada em certas situações ao período dos contratos de concessão aos quais se referem. As principais taxas estão demonstradas na Nota Explicativa nº 17 das Demonstrações Financeiras.

Ganhos e perdas resultantes da alienação de um item do imobilizado são calculados como a diferença entre os recursos líquidos obtidos da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos na demonstração do resultado da baixa do ativo.

- **Redução ao Valor Recuperável (Impairment)**

Ao avaliar a perda de valor recuperável de ativos financeiros, a Companhia e suas controladas utilizam 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.

Além disto, a Administração revisa anualmente o valor contábil dos ativos não financeiros, com o objetivo de avaliar a existência de eventos ou mudanças nas condições econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam levar a uma redução do valor recuperável. Quando tais eventos são identificados e quando o valor contábil de um ativo excede o valor recuperável, uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida ajustando o valor contábil do ativo ao seu valor recuperável. O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre seu valor em uso ou seu valor justo menos o custo da venda.

Em 31 de dezembro de 2017, não foram observados indícios de que os ativos da Companhia possam ter perdido valor.

- **Benefícios a funcionários**

O passivo registrado no balanço patrimonial relativo às obrigações do plano de pensão de aposentadoria da Companhia é o maior de: (a) a dívida pactuada com o plano de pensão 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. As despesas relativas à dívida contratada com o fundo fiduciário de pensão foram reconhecidas como receita (despesa) financeira, por representarem juros e correção monetária. As demais despesas relacionadas ao fundo de pensão foram registradas como despesas operacionais.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças de premissas atuariais são reconhecidos por meio de outros resultados abrangentes.

Benefícios de curto prazo a funcionários: A nos lucros dos funcionários, prevista no Estatuto Social da Companhia,

é provisionada em conformidade ao acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos funcionários e registrado na participação nos lucros dos funcionários e gerentes na demonstração de resultados.

- **Imposto de Renda e Contribuição Social**

Circulante: As antecipações, ou valores passíveis de compensação, são apresentados como ativos circulantes ou não circulantes, conforme a data prevista de sua realização até o encerramento do exercício, quando os impostos são devidamente apurados e compensados com as antecipações realizadas.

Diferido: Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias na extensão que seja provável que o lucro tributável futuro esteja disponível e as diferenças temporárias serão revertidas.

Ativos de Imposto de Renda e 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**

Para os negócios da Companhia no setor energético, 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 clientes finais são contabilizadas quando há o seu fornecimento. O faturamento é feito mensalmente. O fornecimento não faturado de energia, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no consumo do mês anterior ou dos valores contratuais. As diferenças entre os valores estimados e as receitas reais são registradas no mês seguinte. Historicamente, estes não foram significativos.

A receita do fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrada quando ocorre o fornecimento e é faturado mensalmente, de acordo com os cronogramas de pagamento especificados no contrato de concessão.

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

Os serviços prestados incluem encargos de conexão e outros serviços relacionados; 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 mais detalhes, veja Nota Explicativa nº 15.

A receita de ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição, decorrente da diferença do valor justo da Base de Remuneração de Ativos, é apresentada como receita operacional, juntamente com as demais receitas relacionadas à atividade fim da CEMIG D.

- **Resultado financeiro e despesas**

O resultado financeiro é composto principalmente de receita de juros sobre fundos investidos, ajustes monetários sobre recebíveis vencidos, ajustes monetários sobre ativos financeiros de concessão e receita de 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: ativos financeiros da concessão, ativos intangíveis e o imobilizado.

Principais fatores que afetam nosso Desempenho Financeiro

Análise de Vendas e Custo de Energia Adquirida

As tarifas praticadas no setor energético, 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 clientes regulados seu consumo efetivo de energia a tarifas especificadas em cada período de faturamento de 30 dias. Certos clientes industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de energia 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 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 nos períodos indicados. O termo “tarifa média” se refere a receitas segundo a classe de clientes, 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		
	2017	2016	2015
Vendas de energia:			
Tarifa média a clientes finais (R\$/MWh)			
Tarifa industrial	276,27	276,80	251,69
Tarifa residencial	783,53	788,52	742,42
Tarifa comercial	578,36	663,17	614,86
Tarifa rural	446,09	409,23	416,27
Tarifa de serviços públicos e outros	469,17	464,45	473,41
Total de vendas a clientes finais (GWh)			
Clientes Industriais	17.761	19.494	22.969
Clientes Residenciais	10.008	9.916	9.830
Clientes Comerciais	7.508	6.573	6.434
Clientes rurais	3.651	3.575	3.380
Serviços públicos e outros clientes	3.534	3.488	3.422
Tarifa média (R\$/MWh)	479,90	474,85	441,03
Receita total (milhões de R\$)	20.438	20.458	20.319
Vendas a distribuidoras:			
Volume (GWh)	12.777	12.509	10.831
Tarifa média (R\$/MWh)	255,37	237,61	203,77
Receita total (milhões de R\$)	3.263	2.972	2.207

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. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado pelas tentativas do governo de controlar a inflação. Com a reestruturação do setor energético 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 revisão das tarifas da CEMIG D ocorre a cada cinco anos e tem o objetivo de reavaliar os custos administráveis da companhia, que incluem primordialmente os custos operacionais e os custos dos ativos fixos que compõem a remuneração e a depreciação desses ativos. Na revisão tarifária, o órgão regulador aplica a metodologia de definição de custos operacionais eficientes e avalia os investimentos incrementais realizados na base de ativos desde a última revisão, bem como as baixas e a depreciação dos ativos existentes, compondo uma nova base de remuneração.

Em 23 de maio de 2017, a ANEEL definiu o reajuste anual de tarifas para a CEMIG D: uma redução de 10,66%. Tal redução teve os seguintes componentes: (i) aumento de 1,29% devido ao Índice de Reajuste Tarifário; (ii) redução de 5,27% devido à variação dos custos da Parcela A (CVA – custos não gerenciáveis); e (iii) redução de 6,68% relacionado a outros ajustes financeiros. Os reajustes tarifários médios anuais da CEMIG D em 2017, 2016 e 2015, e as revisões com seus respectivos componentes estão apresentados abaixo:

	2017	2016	2015
Ajuste tarifário médio da tarifa anual/periódica.....	(10,66) %	3,78%	35,83%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário	1,29%	0,20%	29,99%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	(5,27) %	4,19%	6,97%
Outros ajustes financeiros	(6,68) %	0,61%	(1,12) %

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 dos clientes, 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 dos clientes, em vigor a partir de 28 de maio de 2016 até 27 de maio de 2017.

Em 23 de maio de 2017, a ANEEL determinou que o reajuste tarifário anual deveria ser aplicado às tarifas da CEMIG D. O resultado foi uma redução média de 10,66% nas tarifas de energia do cliente, em vigor a partir de 28 de maio de 2017 e até 27 de maio de 2018.

O resultado da revisão tarifária entrará em vigor em 28 de maio de 2018, e a receita para cobrir os custos administráveis definidos nessa revisão será válida por um período de cinco anos, sendo reajustada anualmente pelo IPCA menos o Fator X, que é a produtividade média do setor de distribuição no Brasil, somada a alguns ajustes. Para a CEMIG D, estimamos uma melhora na receita da Parcela B na revisão tarifária de 2018 devido a: (1) incorporação da metodologia de Remuneração do Risco de Obrigações Especiais, que são ativos incorporados com capital de terceiros; (2) aumento da base de remuneração líquida decorrente dos investimentos realizados no ciclo 2013-2018; e (3) aumento de receita para cobrir o CAIMI (Custo Anual de Instalação Móveis e Imóveis) devido a mudanças na metodologia da ANEEL.

Receitas de Transmissão

O reajuste das receitas das redes e sistema de transmissão de energia 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. Em decorrência disso, os contratos de concessão foram alterados e o prazo para

fornecer as revisões periódicas mudou para a frequência de cinco em cinco anos, a partir de 2013. Em 2010, a ANEEL aprovou os resultados para a segunda revisão periódica, novamente com uma reavaliação de toda a base de ativos 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 (“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 (“PASEP”), e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (“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, Contrato de Concessão 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. Essa redução foi estabelecida no contrato de concessão nº 079/200 determinando que a estrutura do fluxo de caixa das operações fosse maior nos primeiros quinze anos, de forma que os investidores possam enfrentar o maior endividamento da sua estrutura financeira no início do período de concessão. A receita aprovada para o período 2016-2017, das duas concessões, totaliza R\$ 334 milhões. A receita aprovada para o período 2017-2018, das duas concessões, totaliza R\$ 709 milhões, dos quais R\$ 371 milhões correspondem ao custo de capital não incorporado.

Em julho de 2017, a RAP da CEMIG GT teve uma elevação de 131,3%, em decorrência de uma correção monetária com base no IPCA da receita anteriormente aprovada, do reconhecimento de novas melhorias no fortalecimento da rede de transmissão e também da adição do custo do capital não incorporado após a renovação da concessão, de acordo com o Decreto nº 120/2016 do MME. Desconsiderando o custo de capital não incorporado no RAP, o reajuste seria um aumento de 6,5%. No caso da CEMIG Itajubá (contrato de concessão nº 079/2000) foi concedido um ajuste negativo de 41,2%. O contrato de concessão nº 079/2000 estipula que nos primeiros 15 anos da concessão, a RAP será estável e nos 15 anos seguintes, a RAP será de 50% do valor dos primeiros 15 anos. Por ocasião de tal ajuste negativo de 41,2%, todos os nossos ativos sob o contrato de concessão nº 079/2000 já tinham uma vida útil de 15 anos (alguns já haviam atingido essa margem no ciclo anterior), a RAP teve um ajuste negativo próximo de 50%.

Medidas do Governo visando compensar as concessionárias de energia devido à escassez

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 registraram 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.

Em 2017, assim como em 2015, o sistema apresentou baixos fluxos durante o período de seca, o que impediu a recuperação dos principais reservatórios. Ao final de abril, o armazenamento do Sistema Interligado Nacional estava próximo a 40% da sua capacidade máxima. Neste cenário de baixo armazenamento e baixa afluência, tivemos preços elevados, o que aumentou o despacho de usinas termelétricas. A região nordeste, que continuou a ter escassez de chuvas. Em 2017, o PLD médio no sistema foi R\$ 324,17/MWh com um teto de R\$ 533,82/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 relacionado ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e outros sob os quais possuímos, 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 2017 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016

Receita operacional líquida

As receitas operacionais líquidas aumentaram 15,66%, passando de R\$ 18.773 milhões em 2016 para R\$ 21.712 milhões em 2017, devido, principalmente, a um efeito positivo de R\$ 988 milhões em CVA (compensação por alterações nos itens da “Parcela A”) e Outros componentes financeiros em 2017, em comparação a um efeito negativo de R\$ 1.455 milhões em 2016. Essa variação na CVA (compensação por variações nos itens de “Parcela A”) e Outros componentes financeiros deveu-se, principalmente, ao aumento nos custos de aquisição de energia em leilão em 2017, em comparação com os custos utilizados como base para as tarifas. Isso gerou um ativo financeiro para a CEMIG, que, por sua vez, resultou em um montante a ser reembolsado pelos clientes no próximo reajuste tarifário.

	2017 (em milhões de R\$)	% da receita operacional líquida	2016 (em milhões de R\$)	% da receita operacional líquida	2017 versus 2016 %
Vendas de energia para clientes finais	20.438	94,1	20.458	109,0	0,10
Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias	3.263	15,0	2.972	15,8	9,79
CVA (Conta de Compensação de Variação de Custos da ‘Parcela A’) e outros componentes financeiros	988	4,6	(1.455)	(7,8)	-
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	1.611	7,4	1.705	9,1	(5,51)
Receita de Concessão da Transmissão	371	1,7	312	1,7	18,91
Receita de Indenização de Transmissão	373	1,7	751	4,0	(50,33)
Receita de indenização de geração	272	1,3	-	-	-
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição....	9	0,1	8	-	12,50

	2017 (em milhões de R\$)	% da receita operacional líquida	2016 (em milhões de R\$)	% da receita operacional líquida	2017 versus 2016 %
Receita de atualização financeira da Bonificação pela					
Outorga	317	1,5	300	1,6	5,67
Receitas de construção	1.119	5,1	1.193	6,4	(6,20)
Transações com energia na CCEE	860	4,0	161	0,9	334,16
Fornecimento de Gás	1.759	8,1	1.444	7,7	21,81
Outras receitas operacionais	1.483	6,8	1.421	7,6	4,36
Impostos e Encargos incidentes sobre a receita	(11.151)	(51,4)	(10.497)	(55,9)	6,23
Total das receitas operacionais líquidas	21.712	100,0	18.773	100,0	15.66

Vendas de energia para clientes finais

As receitas provenientes da venda de energia aos clientes finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) foram de R\$ 20.438 milhões em 2017, representando um aumento de 0,10% em relação a 2016 (R\$ 20.458 milhões).

Os principais itens que afetaram a receita total da venda de energia aos clientes finais foram:

- Reajuste tarifário anual da CEMIG D, com aumento médio de 3,78% nas tarifas dos clientes, em vigor a partir de 28 de maio de 2016 (efeito integral em 2017).
- Reajuste Tarifário Anual da CEMIG D, com redução média de 10,66% nas tarifas dos clientes, em vigor a partir de 28 de maio de 2017.
- Aumento das despesas de cliente – valor da “Bandeira Tarifária”, para R\$ 454 milhões em 2017, comparado a R\$ 360 milhões em 2016, devido ao baixo nível de reservatórios nos níveis de armazenamento de água das represas, com a ativação das bandeiras amarela e vermelha, o que levou a uma maior cobrança em 2017 de encargos adicionais relacionados às bandeiras.
- O volume de energia vendida em 2017 foi 1,36% menor do que em 2016.

Evolução do Mercado

O mercado consolidado de energia da CEMIG consiste na venda para: (i) clientes 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 Mercado Livre; (iii) outros agentes do setor energético – comercializadores, geradoras e produtoras independentes de energia, também no Mercado Livre; (iv) distribuidoras no Mercado Regulado; e (v) vendas na 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 2017 diminuiu 0,57% em relação a 2016:

	GWh		
	2017	2016	Var %
Residencial	10.008	9.916	0,93
Industrial	17.761	19.494	(8,89)
Comércio, Serviços e Outros	7.507	6.573	14,21
Rural	3.651	3.575	2,13
Poder Público	866	886	(2,26)
Iluminação Pública	1.367	1.350	1,26
Serviço Público	1.301	1.252	3,91
Subtotal	42.461	43.046	(1,36)

	GWh		
	2017	2016	Var %
Consumo Próprio.....	37	37	-
Suprimento a Outras Concessionárias (1).....	42.499	43.083	(1,36)
Total.....	55.276	55.592	(0,57)

(1) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Mercado Regulado (“CCEAR”), e contratos bilaterais com outros agentes.

O desempenho das principais classes de consumo de energia está descrito a seguir:

Residencial: O consumo residencial em 2017 apresentou alta de 0,92% em relação a 2016. Este aumento é devido principalmente em parte às novas conexões de clientes feitas em 2017.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres apresentou uma redução de 8,89% em relação a 2016. Essa redução deveu-se principalmente à migração de tais clientes para o mercado livre.

Comercial, Serviços e Outros: O consumo foi 14,21% maior, devido principalmente à incorporação de novos clientes no portfólio da CEMIG GT.

Rural: O consumo dos clientes rurais aumentou 2,13% em 2017, devido principalmente ao maior uso de sistemas de irrigação e ao aumento da base de clientes.

Receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), é derivada da tarifa cobrada dos clientes livres para o transporte da energia vendida. Em 2017, essa receita totalizou R\$ 1.611 milhões, representando uma redução de 5,51% em relação a 2016 (R\$ 1.705 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 de ferroligas em 2017.
- Redução de 0,52% na tarifa para os clientes livres devido ao Reajuste Tarifário Anual de 28 de maio de 2016.
- Redução de 40% na tarifa para os clientes livres devido ao Reajuste Tarifário Anual de 28 de maio de 2017.

CVA e Outros Componentes Financeiros

A CEMIG reconhece a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos (em que a CDE e energia comprada para revenda são componentes significativos), e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. O valor dessa diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da CEMIG D. Em 2017, isso resultou em um aumento de R\$ 988 milhões na receita, em comparação com uma redução de R\$ 1.455 milhões em 2016. Este aumento nas receitas deve-se principalmente à redução dos custos de aquisição de energia em leilão em 2017, em comparação com os custos utilizados como base para as tarifas. Isso gerou um ativo financeiro para a CEMIG, resultando em um valor a ser reembolsado pelos clientes no próximo reajuste tarifário.

Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição

Percebemos um ganho de R\$ 9 milhões no ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição comparado a um ganho de R\$ 8 milhões em 2016, uma variação de 12,50%. Representa a 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 15 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas para obter mais detalhes.

Receita de Indenização de Transmissão

Em 2017, reconhecemos a receita de indenização de transmissão de R\$ 373 milhões em comparação a R\$ 751 milhões em 2016. No ano anterior, em decorrência da definição, pelo Ministério de Minas e Energia, dos critérios para atualização da indenização de transmissão, o valor da indenização a ser recebida foi registrado retroativamente a 2013 com base no custo do capital regulatório, o que reduziu significativamente a receita registrada.

Em 2017, reconhecemos uma receita de R\$ 149 milhões referente a um reajuste tarifário aprovado pela Nota Técnica nº 183/201-SGT/ANEEL de 22 de junho de 2017. Tal ajuste refere-se ao custo de certos cabos condutores que não foi incluído no cálculo das revisões tarifárias anteriores. Veja Nota 15 – Ativos e Passivos Financeiros da Concessão.

Transações de energia na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

A receita de transações com energia na CCEE foi de R\$ 860 milhões em 2017, em comparação a R\$ 161 milhões em 2016 – que representa um aumento de 434,16%.

Esse aumento na receita de transações com energia na CCEE deveu-se a um aumento no volume de energia disponível no mercado atacadista durante 2017 e um aumento de 244,28% no preço de energia no atacado de 324,17/MWh em 2017 e R\$ 94,16/MWh em 2016.

Fornecimento de Gás

A Companhia registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R\$ 1.759 milhões em 2017, comparada a R\$ 1.444 milhões em 2016, um aumento de 21,81%. Isso reflete principalmente um maior volume de gás vendido (1.319.242 m³ em 2017, comparado a 1.066.351 m³ em 2016), representando um aumento de 23,72%.

Receitas de construção

As receitas de construção e infraestrutura relacionadas à transmissão e distribuição totalizaram R\$ 1.119 milhões em 2017, em comparação a R\$ 1.193 milhões em 2016, representando uma redução de 6,20%. Os custos da construção da infraestrutura efetuados pela Companhia são confiavelmente mensurados; as receitas e despesas correspondentes a esses serviços de construção são reconhecidas da forma e no momento em que são incorridas até a data da prestação de informações. Considerando que o modelo regulatório vigente, não prevê remuneração específica para a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão, que as construções e melhorias são substancialmente executadas através de serviços especializados de terceiros; e que todas as receitas de construção estão relacionadas à construção da infraestrutura dos serviços de distribuição de energia, a administração da Companhia entende serem irrelevantes receitas relacionadas a serviços de construção.

Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga

Em 2017, reconhecemos a receita de ajuste financeiro da Bonificação pela Outorga, no montante de R\$ 317 milhões, em comparação a R\$ 300 milhões em 2016. Essa receita resultou do reajuste da Bonificação pela Outorga para a concessão concedida como Lote D do Leilão nº 12/2015 pelo IPCA e taxa interna de retorno. Veja a Nota 15 sobre as nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Receita de indenização de geração

Em 2017, a Companhia registrou receita de R\$ 271 milhões referente à atualização monetária dos ativos financeiros relacionados ao valor residual dos ativos de infraestrutura ao final do contrato de concessão das usinas de São Simão e Miranda, de acordo com a Portaria nº 291/17. Para maiores detalhes, veja as Notas 4 e 15 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Impostos e Encargos incidentes sobre a receita

Os impostos e encargos incidentes sobre a receita em 2017 foram de R\$ 11.151 milhões, ou um aumento de 6,23% em relação a 2016 (R\$ 10.497 milhões).

Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE

Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) são determinados por uma Resolução da ANEEL. A CDE tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão, subsídios tarifários, o subsídio para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda, do consumo de carvão e a Conta de Consumo de Combustíveis (“CCC”).

Os encargos referentes à CDE em 2017 foram de R\$ 1.822 milhões, comparados a R\$ 2.074 milhões em 2016. 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 cliente – o sistema de “Bandeira Tarifária”

As cobranças a clientes no âmbito do sistema de Bandeiras Tarifárias em 2017 superaram em R\$ 454 milhões os R\$ 360 milhões registrados em 2016, devido ao baixo nível de armazenamento de água das represas, com a ativação das bandeiras amarela e vermelha, o que levou a uma maior cobrança em 2017 de encargos adicionais relacionadas às bandeiras.

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 as receitas (despesas) financeiras, em 2017 foram de R\$ 18.818 milhões, um aumento de 18,32% em relação a 2016 (R\$ 15.904 milhões). Para mais informações, consulte a Nota 27 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2017 e 2016, expressos com base em percentual do faturamento:

	2017	% da receita operacional líquida	2016	% da receita operacional líquida	2017 versus 2016 %
	(em milhões de R\$)		(em milhões de R\$)		
Energia comprada para revenda	(10.919)	(50,3)	(8.273)	(44,1)	31,98
Gás Comprado para Revenda.....	(1.071)	(4,9)	(877)	(4,7)	22,01
Encargos de uso da Rede Básica de Transmissão	(1.174)	(5,4)	(947)	(5,0)	23,97
Depreciação e Amortização	(850)	(3,9)	(834)	(4,4)	1,92
Pessoal	(1.627)	(7,5)	(1.643)	(8,8)	0,97
Participação dos funcionários e administradores no resultado	(5)	-	(7)	-	(28,57)
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia	(10)	-	-	-	-
Serviços de Terceiros.....	(974)	(4,5)	(867)	(4,6)	12,34
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria	229	1,1	(345)	(1,8)	-
Materiais	(61)	(0,3)	(58)	(0,3)	5,17
Provisões operacionais.....	(854)	(3,9)	(704)	(3,8)	21,31
Custos de construção	(1.119)	(5,2)	(1.193)	(6,4)	(6,20)
Outras despesas operacionais líquidas	(383)	(1,8)	(156)	(0,8)	145,51
Total das despesas e custos operacionais	(18.818)	(86,6)	(15.904)	(84,7)	18,32

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2017 e 2016:

A despesa com energia comprada para revenda em 2017 foi de R\$ 10.919 milhões, comparada a R\$ 8.273 milhões em 2016, representando um aumento de 31,98%. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- As despesas com energia adquirida nos leilões aumentaram 40,00%, totalizando R\$ 3.556 milhões em 2017, em comparação a R\$ 2.540 milhões em 2016, devido principalmente à ativação de termelétricas em 2017 dado ao baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas no sistema, com um maior custo do combustível para combustão.
- Aumento de 8,65% na despesa com energia proveniente de Itaipu Binacional, que totalizou R\$ 1.243 milhões em 2017, em comparação a R\$ 1.144 milhões em 2016, quando indexada ao dólar norte-americano. Essa variação decorre principalmente, do aumento da tarifa, que era de U\$ 25,78/kW/mês em 2016, em comparação a U\$ 28,73/kW/mês em janeiro de 2017.
- O custo de compras de fornecimento no mercado spot foi 97,50% maior em R\$ 1.498 milhões em 2017, comparado a R\$ 761 milhões em 2016, refletindo o maior custo de energia no mercado atacadista em 2017 (R\$ 94,16/MWh em 2016 e R\$ 324,17/MWh em 2017).

Os encargos de uso da rede básica totalizaram R\$ 1.174 milhões em 2017, um aumento de 23,97% em relação a 2016 (R\$ 947 milhões). Esta despesa refere-se aos encargos devidos pelos agentes de distribuição e geração de energia, em face da utilização das instalações que compõem a rede básica. Os valores a serem pagos pela CEMIG são definidos por meio de uma Resolução da ANEEL.

As provisões operacionais foram de R\$ 854 milhões em 2017, em comparação a R\$ 704 milhões em 2016, representando um aumento de 21,31%. As provisões trabalhistas aumentaram R\$ 206 milhões em 2017, em comparação a R\$ 120 milhões em 2016, devido a mudanças nas estimativas, como resultado de novos fatos ocorridos durante 2017. Para mais informações, consulte a Nota 24 das nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

As despesas com pessoal foram de R\$ 1.627 milhões em 2017, comparadas a R\$ 1.643 milhões em 2016, uma redução de 0,98%. Este aumento decorre, principalmente, de:

- Reajuste salarial de 8,50% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2016.
- Reajuste salarial de 1,83% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2017.
- Reconhecimento, em 2017 e 2016, das despesas no montante de R\$ 214 milhões e R\$ 93 milhões, respectivamente, relacionadas ao plano de aposentadoria voluntária.

Por outro lado, houve uma redução de 14,31% no número médio de funcionários (6.447 em 2017 e 7.524 em 2016), um efeito que mais do que compensou o aumento da despesa com pessoal explicada acima.

As despesas com matéria-prima e insumos para produção de energia foram de R\$ 10 milhões em 2017, em comparação a R\$ 40 mil em 2016. Essas despesas representam os custos com combustível para operar a usina termelétrica de Igarapé.

Os custos de construção de infraestrutura totalizaram R\$ 1.119 milhões em 2017, ou uma redução de 6,20% em comparação a 2016 (R\$ 1.193 milhões). O custo de construção representa o investimento da CEMIG em ativos das concessões de transmissão e distribuição no período.

A despesa com Participação dos Funcionários e Administradores no Resultado foi de R\$ 5 milhões em 2017, em comparação a R\$ 7 milhões em 2016. Essa despesa representa o valor estimado a ser pago a funcionários cujos sindicatos firmaram acordos específicos de participação nos lucros com a Companhia.

As despesas com benefícios de pós-aposentadoria da CEMIG somaram R\$ 345 milhões em 2016, comparado a um ganho líquido de R\$ 229 milhões em 2017. O lucro líquido registrado em 2017 deveu-se a mudanças na política de seguro de

vida, que resultaram em uma redução do capital segurado de 20% a cada 5 anos, de 60 anos, para um mínimo de 20%, representando uma redução de R\$ 619 milhões em benefícios pós-aposentadoria registrados em 31 de dezembro de 2017

Em 2017, a CEMIG reportou um custo de R\$ 1.071 milhões para a aquisição de gás, comparado a um custo de R\$ 877 milhões em 2016, um aumento de 22,12%. Esta variação decorre, basicamente, de um aumento da quantidade de gás comprado (1.309.459 m³ em 2017 comparados a 1.063.677 m³ em 2016).

Perda por redução ao valor recuperável em investimentos

Em 2016, a CEMIG registrou uma perda por redução ao valor recuperável em investimento de R\$ 763 milhões relacionada a seus investimentos na Renova.

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. Estimamos que o valor total da transação possa ser de até R\$ 700,0 milhões por *earn-out* (dependendo do desempenho dos ativos alvo) – com aproximadamente a metade desse valor, estimamos até R\$ 50 milhões, retida 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 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Participação no lucro (prejuízo), líquida, de associadas e joint ventures

Em 2017, a CEMIG registrou um prejuízo de R\$ 252 milhões, comparado a um prejuízo de R\$ 302 milhões registrado em 2016 em sua participação nos lucros de associadas e joint ventures. Essa variação reflete melhores resultados do seu investimento na Light que gerou um lucro de R\$ 35 milhões em 2017 comparado a um prejuízo de 121 milhões em 2016. Para maiores detalhes, ver Nota 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Resultado Financeiro Líquido

O Resultado Financeiro Líquido totalizou R\$ 997 milhões em 2017, em comparação a R\$ 1.437 milhões em 2016. Os principais fatores que contribuíram para a redução do Resultado Financeiro Líquido foram:

- Os custos de empréstimos e financiamentos apresentaram redução de 20,91%, totalizando R\$ 1.467 milhões, comparado a R\$ 1.860 milhões em 2016. Essa variação se deve principalmente a uma menor taxa do CDI: 9,93% em 2017, comparado a 14,06% em 2016.
- Redução de 55,51% nas despesas com correção monetária sobre Empréstimos e Financiamentos, no montante de R\$ 109 milhões em 2017, em comparação a R\$ 245 milhões em 2016, decorrente, principalmente, da menor inflação medida pelo IPCA (2,95% em 2017, comparado a 6,29% em 2016).
- A despesa com variação cambial foi de R\$ 53 milhões em 2017, comparado a um lucro líquido de R\$ 35 milhões em 2016. Esta variação deve-se principalmente a uma despesa registrada em 2017 no montante de 57 milhões referente à emissão de Eurobonds em tal ano.
- Redução no rendimento de investimentos em dinheiro: R\$ 205 milhões em 2017 comparado a R\$ 317 milhões em 2016. Esse resultado deve-se à menor variação do CDI (9,93% em 2017 comparado à variação de 14,06% em 2016).
- Aumento na variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios: R\$ 191 milhões em 2017 comparado a R\$ 46 milhões em 2016. Em 2017, a companhia registrou o montante de R\$ 82 milhões devido à reversão da provisão

referente à contestação da constitucionalidade da inclusão do valor do ICMS dentro do valor base sobre o qual essas contribuições são calculadas, resultante da decisão judicial de 2017.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2017, a despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social totalizou R\$ 644 milhões em relação ao resultado de R\$ 1.646 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 37,80%.

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%. 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 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 da “Parcela A”) e outros componentes financeiros foi devido, principalmente, à redução nos custos de aquisição de energia em leilão em 2016, em comparação com os custos esperados utilizados como base para as tarifas. Esse diferencial entre os custos reais e esperados de aquisição de energia em leilão em 2016 resultou em uma obrigação financeira por parte da CEMIG, que, por sua vez, compensou os clientes no próximo reajuste tarifário.

	2016 (em milhões de R\$)	% da receita operacional líquida	2015 (em milhões de R\$)	% da receita operacional líquida	2016 versus 2015 %
Vendas de energia para clientes 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 energia – TUSD	1.705	9,1	1.465	6,7	16,38
Receita de Concessão de 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 com energia 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 para clientes finais

As receitas provenientes da venda de energia aos clientes 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 aos clientes finais foram:

- Reajuste Tarifário Extraordinário (“RTE”), da CEMIG D, com aumento médio de 28,76% nas tarifas dos clientes, 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 clientes, 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 clientes, em vigor a partir de 28 de maio de 2016.
- Redução de encargos de clientes – receita da “Bandeira Tarifária”, para R\$ 360 milhões em 2016, em comparação a R\$ 1.067 bilhões em 2015, em função da melhoria do nível dos reservatórios de hidrelétricas, permitindo a redução de tarifas adicionais em 2016 sob as Bandeiras Tarifárias.
- O volume de energia vendida em 2016 foi 6,49% menor do que em 2015.

Evolução do Mercado

- O total de vendas do mercado consolidado de energia da CEMIG compreende vendas para: (i) clientes 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 Mercado Livre; (iii) outros agentes do setor energético – comercializadores, geradoras e produtoras independentes de energia, também no Mercado Livre; (iv) distribuidoras no Mercado Regulado; e (v) vendas na 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 teve uma redução de 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 Mercado Regulado (“CCEAR”), e contratos bilaterais com outros agentes.

O desempenho das principais classes de consumo de energia 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 às 160 mil novas instalações em 2016, parcialmente compensado por uma redução de 1,35% no consumo médio mensal por cliente, que foi de 124,6 kWh/mês em 2016 comparado a 126,3 kWh/mês em 2015.

Industrial: A energia consumida pelos clientes industriais 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 (São Simão, Miranda, Jaguará e Volta Grande) – esta oferta foi redirecionada para modalidade de Cota de Garantia Física.

- Redução do consumo dos clientes industriais em função da contínua recessão da atividade econômica em Minas Gerais, principalmente em mineração, e nacionalmente, bem como a redução 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 clientes livres, compensado parcialmente pela redução no volume faturado aos clientes regulados da CEMIG D.

Rural: O consumo dos clientes rurais aumentou em 2016, devido 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 de uso da rede de distribuição de energia (TUSD)

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é cobrada dos clientes livres pelo transporte da energia vendida. Em 2016, a receita da TUSD totalizou R\$ 1.705 milhões um aumento de 16,38% em relação à receita da TUSD em 2015, que totalizou R\$ 1.465 milhões.

As razões para o aumento das receitas da TUSD são as seguintes:

- O volume de energia distribuída teve elevação de 10,92% em 2016 em relação ao de 2015, devido principalmente aos níveis mais altos de produção no setor de ferro-liga em 2016;
- As tarifas aumentaram 96,21% em 2015, devido ao Reajuste Tarifário Extraordinário de 2 de março de 2015 e ao Reajuste Tarifário Anual de abril de 2015 (efeito integral em 2016); e
- Uma redução de 0,52% na tarifa para os clientes livres, que é refletido no Reajuste Tarifário Anual de 28 de maio de 2016.

Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e de Outros Componentes Financeiros, em aumentos tarifários

A CEMIG reconhece a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos (em que a CDE e energia comprada para revenda são componentes significativos), e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. O valor dessa diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da CEMIG D. Em 2016, esta prática resultou em uma redução de R\$ 1.455 milhões na receita, em comparação com um aumento de R\$ 1.704 milhões em 2015. Essa redução nas receitas é decorrência de uma diminuição dos custos reais de aquisição de energia em leilão em 2016, em comparação com os custos estimados utilizados como base para o cálculo das tarifas. Essa diferença entre os custos reais e esperados da aquisição de energia em leilão em 2016 gerou um passivo financeiro para a CEMIG, resultando em um valor a ser reembolsado aos clientes no próximo reajuste tarifário.

Ajuste na expectativa de fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição

Registramos um ganho de R\$ 8 milhões por ajuste na expectativa de fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão em decorrência da indenização referente à concessão de distribuição, comparado ao ganho de R\$ 576 milhões em 2015. Essa variação deveu-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 Consolidadas para obter mais detalhes.

Receita de Indenização de Transmissão

Em 2016, reconhecemos uma receita de indenização de transmissão de R\$ 751 milhões, principalmente como resultado dos seguintes fatores:

- R\$ 20 milhões referentes à diferença entre o valor da indenização preliminar divulgada pela ANEEL e os números finais;

- R\$ 90 milhões referentes à diferença entre as variações dos índices IGP-M e IPCA, considerando que a CEMIG 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; e
- R\$ 159 milhões referentes à atualização do saldo de indenização a receber, pelo IPCA e pelo custo de capital próprio, conforme Portaria nº 120 do Ministério de Minas e Energia, no período de julho a dezembro de 2016.

Transações de Energia na CCEE

A receita de transações com energia na CCEE foi de R\$ 161 milhões em 2016, comparado a R\$ 2.425 milhões em 2015, o que reflete uma redução de 93,36% em relação ao ano anterior. Essa redução na receita de transações de energia na CCEE deveu-se a uma redução no volume de energia 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 nº 432/2015. As receitas que a CEMIG reconhece da usina de São Simão atualmente compreendem apenas as receitas provenientes da prestação dos serviços de operação e manutenção daquela usina que são menores em comparação com a energia vendida na CCEE.

Receitas de construção

A receita de construção e infraestrutura referente a transmissão e distribuição totalizou R\$ 1.193 milhões em 2016, em comparação a R\$ 1.252 milhões em 2015, representando uma redução 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.

Fornecimento de Gás

A CEMIG registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R\$ 1.444 milhões em 2016, em comparação a R\$ 1.667 milhões em 2015, representando 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.

Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga

Em 2016, reconhecemos a receita de ajuste financeiro da Bonificação pela Outorga, no montante de R\$ 300 milhões. Essa receita resultou de um ajuste pelo IPCA, acrescido de juros compensatórios, da Bonificação pela Outorga relativa à concessão do 'Lote D' do Leilão nº 12/2015. Para maiores detalhes, ver Nota 26 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 ("CDE")

Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), são decididos por uma Resolução da ANEEL. A CDE tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão, subsídios tarifários, o subsídio para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda, do consumo de carvão e a Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC").

Os encargos referentes à CDE em 2016 foram de R\$ 2.074 milhões, comparados a R\$ 2.870 milhões em 2015. Esses encargos estão fora do escopo discricionário da administração da CEMIG: a diferença entre os valores usados como referência para a fixação de tarifas e os custos efetivamente incorridos é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Encargos do cliente – o sistema de "Bandeira Tarifária"

Houve uma redução dos encargos do cliente 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 um 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 redução 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 um 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 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 funcionários e administradores no resultado	(7)	-	(137)	(0,6)	(94,9)
Serviços terceirizados	(867)	(4,6)	(899)	(4,1)	(3,6)
Benefícios 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 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 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, atingindo R\$ 761 milhões em 2016, comparado a R\$ 935 milhões em 2015, refletindo a redução dos preços da energia no mercado atacadista em 2016.

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 para uso das instalações que são 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 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas (em 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 funcionários.
- Reajustes salariais de 10,33% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2015 (efeito integral em 2016).
- Reajuste salarial de 8,50% no âmbito do Acordo Coletivo de Trabalho, que entrou em vigor em novembro de 2016.
- 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, em comparação 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 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.

A despesa com Participação dos Funcionários 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 (lucro) (base de cálculo para o programa de participação nos lucros ou resultados).

O impacto dos benefícios pós-aposentadoria da CEMIG no resultado final 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 nos benefícios pós-aposentadoria para 2015, que é contabilizada no resultado.

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 (prejuízo) em operação acionária

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 16 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 covenants 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.

Para maiores detalhes, ver Nota 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Participação no lucro (prejuízo), líquido, de associadas e joint ventures

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\$ 373 milhões da Renova em 2016, em função, basicamente, de ajuste referente à redução ao valor recuperável em investimento na Terraform, e baixa da opção de venda com a SunEdison, somado ao ajuste referente à redução ao valor recuperável de R\$ 68 milhões realizado pela Guanhães. Para maiores detalhes, ver Nota 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Resultado Financeiro Líquido

O Resultado Financeiro Líquido totalizou R\$ 1.437 milhões em 2016, em comparação com Resultado Financeiro Líquido de R\$ 1.341 milhões em 2015. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento nas despesas financeiras líquidas foram:

- Os custos de empréstimos e financiamentos aumentaram 39,11%, totalizando R\$ 1.928 milhões, comparado 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: 14,06% em 2016, comparado 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 norte-americano 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.

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.

Caixa e Equivalentes de Caixa

Em 31 de dezembro de 2017, 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 2017 totalizavam R\$ 1.030 milhões, comparado a R\$ 995 milhões em 31 de dezembro de 2016, R\$ 925 milhões em 31 de dezembro de 2015 e R\$ 887 milhões em 31 de dezembro de 2014.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado das atividades operacionais em 2017 e 2016 totalizou R\$ 580 milhões e R\$ 1.213 milhões, respectivamente. A redução do caixa gerado pelas atividades operacionais em 2017, em comparação a 2016, deveu-se, principalmente, ao aumento na saída de caixa em 2017 para cobrir os custos não gerenciáveis da 'Parcela A', considerando a maior despesa com energia devida, por sua vez, aos níveis mais baixos das represas das hidrelétricas, resultando na necessidade de armazenar água no sistema e ativar as usinas termelétricas, resultando na elevação do preço da energia.

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 a 2015 reflete, principalmente, o 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.

Fluxo de Caixa Utilizado em Atividades de Investimento

O caixa líquido utilizado nas atividades de investimento totalizou R\$ 386 milhões em 2017, em comparação a R\$ 614 milhões em 2016. Em 2017 ocorreu uma aplicação de R\$ 4 milhões em títulos comparada a um resgate de R\$ 1.400 milhões em 2016. Em 2017, as atividades de financiamento consumiram R\$ 254 milhões, em comparação a R\$ 1.455 milhões em 2016. Essa variação é resultado de uma maior contribuição de capital sobre as investidas em 2016, como Renova, Aliança Norte, Lepsa e RME.

O caixa líquido utilizado nas atividades de investimento totalizou R\$ 614 milhões em 2016, em comparação a R\$ 3.217 milhões em 2015. Essa redução no caixa líquido utilizado nas atividades de investimento em 2016 deveu-se principalmente a uma injeção de capital em investidas no montante de R\$ 1.455 milhões, que foi parcialmente compensada pelos recursos aplicados em títulos no montante de R\$ 1.400 milhões.

Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de investimento

Em 2017, as atividades de financiamento resultaram em um fluxo líquido negativo de R\$ 159 milhões relacionado ao pagamento de empréstimos e debêntures incluindo R\$ 4.131 milhões, R\$ 11 milhões referentes ao custo de refinanciamento e R\$ 540 milhões pagos em dividendos e juros sobre capital próprio, respectivamente, os quais foram parcialmente compensados por uma entrada de financiamentos de R\$ 3.308 milhões e subscrição de capital por acionistas no valor de 1.215 milhões.

O fluxo de caixa consumido nas atividades de financiamento durante 2016 totalizou R\$ 529 milhões, compreendendo R\$ 5.591 milhões de pagamentos de empréstimos e debêntures; R\$ 675 milhões pagos em dividendos e juros sobre capital próprio; e entrada de financiamentos de R\$ 5.737 milhões.

O fluxo de caixa consumido nas atividades de financiamento durante 2015 totalizou R\$ 247 milhões, compreendendo o pagamento de financiamentos de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 4.696 milhões, 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 2017 totalizou R\$ 14.398 milhões, incluindo R\$ 2.371 milhões de dívida classificada como passivo circulante e R\$ 12.027 milhões de dívida classificada como passivo não circulante. De nossa dívida de longo prazo, em 31 de dezembro de 2017, R\$ 3.297 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R\$ 3.293 milhões em Dólares norte-americanos e R\$ 4 milhões em Euros) e R\$ 11.100 milhões estavam denominados em reais.

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.

Nossos principais contratos de investimento, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2017, são apresentados na tabela a seguir:

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moeda	2017			2016
				Circulante	Não circulante	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA							
KFW	2019	1.78	Euro	4	-	4	7
Eurobonds	2024	9,25%	USD	25	3.308	3.333	-
Banco do Brasil S.A. Bônus Diversos (1)	2024	Diversos	US\$	2	22	24	23
(-) Custos de Transação				-	(15)	(15)	-
(-) Juros Pagos Antecipadamente				-	(48)	(48)	-
Dívida em Moeda Estrangeira				31	3.267	3.298	30
MOEDA NACIONAL							
Banco do Brasil	2017	108,33% do CDI	R\$	-	-	-	73
Banco do Brasil	2017	108,00% do CDI	R\$	-	-	-	151
Banco do Brasil	2017	111,00% do CDI	R\$	-	-	-	51
Banco do Brasil	2021	140,00% do CDI	R\$	1	741	742	1.156
Banco do Brasil	2022	146,50% do CDI	R\$	-	500	500	510
BNDES	2017	TJLP + 2,34%	R\$	-	-	-	74
Caixa Econômica Federal	2018	119,00% do CDI	R\$	8	-	8	109
Caixa Econômica Federal	2022	146,50% do CDI	R\$	1	626	627	698
Eletrobrás	2023	UFIR, RGR + 6,00 a 8,00%	R\$	17	33	50	68
Clientes de grande porte	2024	Diversos	R\$	2	2	4	6
Finep	2018	TJLP + 5% e TJLP + 8%	R\$	2	-	2	6
Consórcio Pipoca	2018	IPCA	R\$	-	-	-	-
Nota Promissória – 7ª Emissão	2017	128,00% do CDI	R\$	-	-	-	674
Banco da Amazônia S.A.	2018	CDI + 1,90%	R\$	122	-	122	123
Sonda (2)	2021	110,00% do CDI	R\$	-	42	42	83
(-) Custos de Transação				(2)	(24)	(26)	(53)
Dívida em Moeda Nacional				151	1.920	2.071	3.729
Total de Empréstimos e Financiamentos				182	5.187	5.369	3.759
Debêntures – 1ª Série, 3ª Emissão (3)	2017	CDI + 0,90%	R\$	-	-	-	543
Debêntures – 2ª Série, 3ª Emissão (3)	2019	IPCA + 6,00%	R\$	158	143	301	293
Debêntures – 3ª série, 3ª Emissão (3)	2022	IPCA + 6,20%	R\$	51	960	1.011	984
Debêntures – 1ª Série, 5ª Emissão (3)	2018	CDI + 1,70%	R\$	703	-	703	1.411
Debêntures – 1ª Série, 6ª Emissão (3)	2018	CDI + 1,60%	R\$	508	-	508	1.041
Debêntures – 2ª Série, 6ª Emissão (3)	2020	IPCA +8,07%	R\$	1	31	32	31
Debêntures – 1ª série, 7ª Emissão (3)	2021	140,00% do CDI	R\$	47	1.636	1.683	2.242
Debêntures – 2ª Emissão (4)	2017	IPCA + 7,96%	R\$	-	-	-	235
Debêntures – 1ª Série, 3ª Emissão (4)	2018	CDI + 0,69%	R\$	447	-	447	464
Debêntures – 2ª Série, 3ª Emissão (4)	2021	IPCA + 4,70%	R\$	59	1.478	1.537	1.496
Debêntures – 3ª Série, 3ª Emissão (4)	2025	IPCA + 5,10%	R\$	39	882	921	896
Debêntures – Série Única, 4ª Emissão (4)	2018	CDI + 4,05%	R\$	20	-	20	1.627
Debêntures – Série Única, 5ª Emissão (4)	2022	146,50% do CDI	R\$	1	1.575	1.576	-
Debêntures (5)	2018	CDI + 1,60%	R\$	100	-	100	101
Debêntures (5)	2018	CDI + 0,74%	R\$	34	-	34	67
Debêntures (5)	2022	TJLP+1,82% (75%) e Selic+1,82% (25%)	R\$	33	122	155	133
Debêntures (5)	2019	116,50% do CDI	R\$	-	50	50	-
Debêntures (2)	2019	128,50% do CDI	R\$	15	11	26	-
(-) FIC Pampulha: Títulos de empresas subsidiárias (6)				(25)	-	(25)	(65)
(-) Custos de Transação				(2)	(48)	(50)	(79)
Total de Debêntures				2.189	6.840	9.029	11.420
Total Geral				2.371	12.027	14.398	15.179

(1) Saldo Líquido da Dívida Reestruturada composta pelos Bônus ao Par e Bônus com Desconto com saldo de R\$ 144,4, deduzidos pelas Cauções dadas em garantias com saldo de R\$ 123.236. As taxas de juros variam entre 2 a 8% ao ano; libor semestral mais spread de 0,81% a 0,88% ao ano.

(2) CEMIG Telecom;

(3) CEMIG Geração e Transmissão;

(4) CEMIG Distribuição;

(5) Gasmig;

(6) O FIC Pampulha possui aplicações financeiras em títulos emitidos por subsidiárias. Mais informações e características do fundo vide nota explicativa nº 30.

2017

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2017:

Refinanciamento da dívida bancária da CEMIG

Em 2017, a CEMIG iniciou negociações com seus principais credores visando um refinanciamento da sua dívida bancária, num total de R\$ 3,4 bilhões, com o fim de refinar as dívidas de curto e médio prazos da CEMIG GT e da CEMIG D e, posteriormente, equilibrar os fluxos de caixa de curto e médio prazos da CEMIG. O reperfilamento da dívida envolveu os cronogramas de amortizações, anteriormente com vencimentos entre 2017 e 2020, e a conversão do atual endividamento em instrumentos com carência durante o ano de 2018 para amortização do principal e vencimentos finais em 2022.

Em dezembro, a CEMIG D concluiu o reperfilamento da sua dívida com uma emissão de títulos no mercado brasileiro no valor de R\$ 1.575 milhões e aditivos em contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R\$ 500 milhões) e com a Caixa Econômica Federal – CEF (R\$ 625 milhões). Quanto à CEMIG GT, foram efetuados aditivos em contratos de crédito celebrados com o Banco do Brasil (R\$ 741 milhões). No agregado, o reperfilamento da dívida bancária compreendeu cerca de R\$ 3,4 bilhões. O novo endividamento da CEMIG D deverá pagar juros de 146,5% da variação do CDI (taxa de juros brasileira), enquanto o novo endividamento da CEMIG GT deverá ter um custo de 140% da variação do CDI. A amortização do principal deverá ter início em 2019, com pagamentos mensais com a seguinte distribuição: 33,36% em 2019 e 2020 e 33,28% em 2021 para a CEMIG GT; e 6,75% em 2019, 13,50% em 2020, 27% em 2021, 11,25% e uma liquidação do valor residual de 41,50% em 2022, para a CEMIG D.

O Refinanciamento da Dívida Bancária não envolve uma redução do principal, e os novos contratos são de endividamento sênior com garantias reais. A garantia para o refinanciamento da dívida bancária da CEMIG GT é composta de um mecanismo de cash sweep na venda de ativos da CEMIG GT (35% dos recursos obtidos com cada venda de ativos), compromisso de utilização dos recursos provenientes dos dividendos recebidos de algumas das subsidiárias da CEMIG e da CEMIG GT e compromisso de utilização dos recursos provenientes de recebíveis (R\$ 125 milhões por mês durante a vigência do novo contrato de crédito). A garantia para o Refinanciamento da Dívida Bancária da CEMIG D se compõe de um mecanismo de cash sweep sobre vendas de ativos da CEMIG Holding (35% dos recursos obtidos com cada venda de ativo) e compromisso de utilização dos recursos provenientes de recebíveis (R\$ 400 milhões por mês durante a vigência do novo contrato de crédito).

Emissão de Eurobonds da CEMIG GT

Tendo em vista o mesmo contexto de alongamento do cronograma de amortizações, a CEMIG GT realizou preparativos durante o ano de 2017, para acessar o mercado de capital internacional através de uma emissão de títulos com prazo de sete anos no valor de US\$ 1 bilhão. A emissão foi precificada em dezembro com um cupom de 9,25% e retorno de 9,5%, e os recursos provenientes da operação foram utilizados para o pagamento de dívidas existentes com vencimento no curto prazo. Os títulos pagarão juros semestralmente e o principal vencerá em dezembro de 2024, com opção de pré-pagamento, sem prêmio após seis anos da emissão. Uma transação de *hedge* foi contratada para esta emissão na forma de um *swap* de cupom e um *call spread* sobre o principal, de forma a proteger a empresa contra volatilidade cambial.

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% do 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 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) 4,5x para o exercício fiscal de 2017; (ii) 4,35x para o exercício fiscal de 2018; (iii) 3,5x 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, vencidas 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 sua 7ª emissão de Notas Promissórias Comerciais, composta por 124 notas, representando um montante de 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 pagam juros equivalentes a 128% da taxa DI média diária, a taxa diária de depósito interbancário, a ser paga na data de vencimento. As notas tinham inicialmente um prazo de 360 dias, mas foram alteradas para terem vencimento em 23 de novembro de 2017. O saldo em aberto em 30 de setembro de 2017 era de R\$ 588 milhões. 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\$ 167 milhões, a ser paga em abril de 2018, a segunda parcela equivalente a R\$ 167 milhões, a ser paga em abril de 2019 e a terceira parcela equivalente a R\$ 167 milhões, 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\$ 1,0 bilhão. 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 na data de emissão de 15 de dezembro de 2015, totalizando R\$ 1,615 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 4ª Emissão Pública de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações da CEMIG D 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 na data de emissão de 10 de dezembro de 2014, totalizando R\$ 1,4 bilhão. 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; 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 sextas 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 refinarar 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 (“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 (“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 relacionados 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 orçamentário 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. (“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 bilhões, 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.

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 bilhões, 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. (“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. No entanto, na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de março de 2017, a administração foi

autorizada a exceder essas metas para 2017 e a relação Investimentos de Capital/LAJIDA foi revisada posteriormente na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 12 de maio de 2017, conforme segue:

	Meta do Estatuto Social	Ultrapassagem autorizada na Assembleia Geral Extraordinária
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%	90,00%

(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, também aprovou os estatutários restritivos (*covenants*) de Investimentos de Capital/LAJIDA limitados a 90%.

Cláusulas Contratuais Restritivas (“Covenants”)

A Companhia possui contratos com Cláusulas Restritivas (“covenants”) atreladas a índices financeiros, conforme quadro a seguir:

Título	Parâmetro	Índice Requerido pela Emissora	Índice Requerido CEMIG (garantidora)	Exigibilidade de cumprimento
Banco do Brasil: - Cédulas de Crédito Bancário, e - Crédito Fixo (1)	Dívida Líquida / (LAJIDA + Dividendos Recebidos)	Manter índice igual ou inferior a: 5.5 em 30/06/2018 5.0 em 31/12/2018 5.0 em 30/06/2019 4.5 em 31/12/2019 4.5 em 30/06/2020 3.0 em 31/12/2020 3.0 em 30/06/2021 2.5 em 31/12/2021 em diante	Manter índice igual ou inferior a: 4.5 em 30/06/2018 4.25 em 31/12/2018 4.25 em 30/06/2019 3.5 em 31/12/2019 3.5 em 30/06/2020 3.0 em 31/12/2020 3.0 em 30/06/2021 2.5 em 31/12/2021 em diante	Semestral
CEMIG GT (1)				
7ª emissão de debêntures	Dívida Líquida / (LAJIDA + Dividendos Recebidos)	Manter índice igual ou inferior a: 5.5 em 2017 5.0 em 2018 4.5 em 2019 3.0 em 2020 2.5 em 2021	Manter índice igual ou inferior a: 4.5 em 2017 4.25 em 2018 3.5 em 2019 3.0 em 2020 2.5 em 2021	Semestral
CEMIG GT (2)				
Eurobonds	Dívida Líquida / (EBITDA ajustado para o Covenant)	Manter índice igual ou inferior a: 5.5 em 31/12/2017 5.5 em 30/06/2018 5.0 em 31/12/2018 5.0 em 30/06/2019 4.5 em 31/12/2019 4.5 em 30/06/2020 3.0 em 31/12/2020 3.0 em 30/06/2021 2.5 em 31/12/2021 em diante	Manter índice igual ou inferior a: 5.0 em 31/12/2017 5.0 em 30/06/2018 4.25 em 31/12/2018 4.25 em 30/06/2019 3.5 em 31/12/2019 3.5 em 30/06/2020 3.0 em 31/12/2020 3.0 em 30/06/2021 3.0 em 31/12/2021 em diante	Semestral
CEMIG GT (3)				
Banco do Brasil e Caixa Econômica Federal: - Cédulas de Crédito Bancário e - 5ª emissão de Debêntures	Dívida Líquida / (LAJIDA + Dividendos Recebidos)	Manter índice igual ou inferior a: 7.5 em 31/12/2017 7.5 em 30/06/2018 4.5 em 31/12/2018 3.8 em 30/06/2019 3.8 em 31/12/2019 3.3 em 30/06/2020 3.3 em 31/12/2020 3.3 em 30/06/2021 3.3 em 31/12/2021 em diante	Manter índice igual ou inferior a: 4.5 em 31/12/2017 4.5 em 30/06/2018 4.25 em 31/12/2018 4.25 em 30/06/2019 3.5 em 31/12/2019 3.5 em 30/06/2020 3.0 em 31/12/2020 3.0 em 30/06/2021 2.5 em 31/12/2021 em diante	Semestral

CEMIG D (4)	Índice de Liquidez Corrente	0,6x em e após 31 de dezembro de 2017	0,6x em e após 31 de dezembro de 2017	
Debêntures GASMIG (5)	Dívida líquida (Passivo Total / Ativo Total)	Menor que 0,6	-	Anual
	LAJIDA / Serviço da Dívida	Igual ou superior a 1,3	-	Anual
	LAJIDA / Financiamento líquido (receitas/despesas)	Igual ou superior a 2,5	-	Anual
	Dívida Líquida/LAJIDA	Igual ou menor que 2,5	-	Anual

- (1) Foi incorporada às cláusulas de vencimento antecipado das Cédulas de Crédito Bancário e Crédito Fixo da CEMIG GT junto ao Banco do Brasil S.A., a exigibilidade de cumprimento de índice financeiro semelhante ao índice exigido pela 7ª emissão de debêntures, mediante aditivos contratuais;
- (2) 7ª emissão de debêntures da CEMIG GT, em dezembro de 2016, no montante de R\$ 2.240.000.
- (3) Diante de uma eventual ultrapassagem dos covenants financeiros de manutenção, os juros serão automaticamente majorados em 2% ao ano durante o período em que permanecerem ultrapassados. Há também a obrigação de se respeitar um covenant “de manutenção” de dívida com garantia real no Consolidado da CEMIG em relação ao LAJIDA de 1,75x (2,0 x em dezembro de 2017) e um covenant “de incorrência” de dívida com garantia real na CEMIG GT em relação ao LAJIDA de 1,5x.
- (4) As Cédulas de Crédito Bancário do Banco do Brasil e da Caixa Econômica Federal foram aditadas em dezembro de 2017 e passaram a exigir covenants semestrais conforme descrito acima. A 5ª Emissão de Debêntures foi emitida com exigibilidade de cumprimento dos covenants.
- (5) Caso a Gasmig não consiga atingir o índice requerido, a CEMIG deve constituir, no prazo de 120 dias, contados das datas da comunicação por escrito da BNDESPAR ou do BNDES, garantias aceitáveis aos debenturistas pelo valor total da dívida, observadas as normas do Conselho Monetário Nacional (“CMN”), salvo se naquele prazo estiverem restabelecidos os índices requeridos. Cross-default: Determinadas situações previstas contratualmente podem provocar vencimento antecipado de outras dívidas.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia estava em conformidade com os “covenants” que exigem compliance anual e semestral.

Pagamento de Dividendos inferior ao Mínimo Obrigatório

A Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária 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 obrigatório.

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, 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.

O Grupo CEMIG investe atualmente, cerca de R\$ 40 milhões em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Em 2017, a CEMIG transferiu R\$ 37,8 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (“FNDCT”), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R\$ 18,9 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), uma companhia federal de planejamento energético.

Em 2016, investimos R\$ 23,49 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos R\$ 47,86 milhões para o FNDCT, e R\$ 23,93 milhões para a EPE.

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.

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 Energético Brasileiro”. Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória pode 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 do mercado. As taxas de crescimento do consumo de energia no Brasil nos últimos anos foram de -2,1% (2014-2015), -0,9% (2015-2016), 4,2% (2016-2017) e 3,73% (2017-2018) forte recuperação do consumo de energia após dois anos de recessão econômica. 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 aquisição 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. (“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. (“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 30 de novembro de 2017. Em 22 de novembro de 2017, a Opção de Venda das ações ordinárias da RME foi novamente postergada para 30 de novembro de 2018, e a data de 30 de novembro de 2017 foi mantida para as ações preferenciais da RME e todas as ações da Lepsa. Dessa forma, em 2017, a CEMIG adquiriu as ações preferenciais da RME e as ações ordinárias e preferenciais da Lepsa. 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 e Lepsa). 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, ajustado 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 16 sobre nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

A CEMIG e suas subsidiárias têm, em 31 de dezembro de 2017, compromissos que estipulam a aquisição de energia de Itaipu, compra de energia em leilões, cotas de garantias físicas e outros compromissos, como descrito a seguir:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 em diante	Total
Aquisição de energia de Itaipu	1.278	1.332	1.367	1.339	1.326	1.298	7.940
Aquisição de energia – leilões	2.837	2.815	3.178	3.724	3.898	4.040	20.492
Aquisição de energia – ‘contratos bilaterais’	296	307	323	338	356	375	1.995
Cotas para Usinas Angra 1 e Angra 2	264	272	291	297	311	325	1.760
Transporte de energia de Itaipu	227	232	236	220	206	216	1.337
Outros contratos de aquisição de energia	3.497	2.735	2.758	2.994	3.030	2.647	17.661
Aquisição de gás para revenda	546	559	586	611	640	669	3.611
Arrendamentos Operacionais	98	76	61	64	68	72	439
Total	9.043	8.328	8.800	9.587	9.835	9.642	55.235

Não possuímos quaisquer acordos não refletidos no balanço.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Funcionários

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 pode 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 efetivos e suplentes do Conselho de Administração 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.

Conforme os termos do Estatuto Social da CEMIG Holding, o Conselho de Administração é composto por 15 membros e seus respectivos suplentes, eleitos pelo período correspondente de dois anos, sendo permitida a reeleição. Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de Acionistas realizada em 30 de abril de 2018, foi decidido reduzir para onze o número de membros do Conselho de Administração a serem eleitos naquele momento, considerando o disposto no artigo 13 da Lei nº 13.303/2016, tomado em conjunto com os artigos 21, I e 63 do Decreto Estadual de Minas Gerais nº 47.154/2017.

Atualmente, os assentos são ocupados por seis membros (e três respectivos suplentes) indicados pelo Governo do Estado de Minas Gerais, um membro (cargo suplente está vago) indicado pelo BNDESPar, dois membros (e respectivos suplentes) indicados pelos acionistas minoritários, um membro (e respectivo suplente) indicado pelos acionistas preferenciais. Uma vaga será ocupada por um representante dos funcionários, conforme disposto no artigo 19 da Lei nº 13.303/2016.

O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração expira na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2020. 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
Adézio de Almeida Lima (1).....	Presidente	30 de abril de 2018
Nelson José Hubner Moreira (1)	Suplente	30 de abril de 2018
Marco Antônio Soares da Cunha Castello Branco (1)	Vice-Presidente	30 de abril de 2018

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Hermes Jorge Chipp (1)	Suplente	30 de abril de 2018
Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga (1).....	Conselheiro	12 de maio de 2017
Vago (1)	Suplente	-
Antônio Carlos de Andrada Tovar (1)	Conselheiro	30 de abril de 2018
Agostinho Faria Cardoso (1)	Suplente	12 de maio de 2017
Luiz Guilherme Piva (1).....	Conselheiro	30 de abril de 2018
Suplente (1).....	Suplente	-
Marco Aurélio Crocco Afonso (1)	Conselheiro	30 de abril de 2018
Vago (1)	Suplente	-
Vago (1)	Conselheiro	-
Vago (1)	Suplente	-
Vago (1)	Conselheiro	-
Vago (1)	Suplente	-
Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes (2)	Conselheiro	25 de outubro de 2016
Vago (2)	Suplente	-
José Pais Rangel (3)	Conselheiro	30 de abril de 2014
José João Abdalla Filho (3).....	Suplente	30 de abril de 2014
Daniel Alves Ferreira (3).....	Conselheiro	12 de maio de 2017
Manoel Eduardo Lima Lopes (3)	Suplente	18 de dezembro de 2017
Vago (3)	Conselheiro	-
Vago (3)	Suplente	-
Vago (3)	Conselheiro	-
Vago (3)	Suplente	-
Marcelo Gasparino da Silva (4)	Conselheiro	2 de maio de 2016
Aloísio Macário Ferreira de Souza (4)	Suplente	2 de maio de 2016
Vago (5)	Conselheiro	-
Vago (5)	Suplente	-

(1) Eleito pelo Estado de Minas Gerais e outros acionistas.

(2) Eleito pelo BNDESPar.

(3) Eleito pelos acionistas minoritários.

(4) Eleito pelos acionistas preferenciais.

(5) Eleito por um representante dos funcionários.

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro efetivo do Conselho de Administração:

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 Frax-Le S.A. e do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais S.A. (BDMG), sendo Coordenador do Comitê de Auditoria do BDMG. Foi Diretor de Finanças e Relações com Investidores da CEMIG, de fevereiro de 2017 a março de 2018.

Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga – Nasceu em 23 de dezembro de 1951. Graduiu-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. Ex-diretor da Ponta Energia Consultores Associados Ltda. (de 2013 a dezembro de 2016).

Antônio Carlos de Andrada Tovar – O Sr. Antônio Carlos de Andrada Tovar atuou no BNDES de 2001 a 2015 como Chefe do Departamento de Fontes Alternativas de Energia. Ele também foi Gerente do Departamento de Transporte e Logística e engenheiro do Departamento de Petróleo e Gás. No período de 2003–2004, ele foi membro do Conselho de Administração da Energia Paulista S.A. Atuou nos Conselhos Fiscais da AES Tietê S.A. (em 2005) e da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – Taesa (2016–17).

Luiz Guilherme Piva – Nasceu em 1962. Após uma graduação em Economia pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), com especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental na ENAP, concluiu o mestrado em Ciência Política pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e doutorado em Ciência Política pela Universidade de São Paulo (USP). Foi Coordenador Geral do DESEP (Departamento de Estudos Socioeconômicos e Políticos) de 1989 a 1996. Foi assessor econômico e subsecretário de Planejamento e Orçamento do Ministério do Planejamento de 1996 a 1999, e assessor econômico da Câmara dos Deputados, do Congresso Brasileiro, de 1999 a 2003. Foi Assessor Econômico da equipe de transição

do governo e do Ministério da Fazenda na transição da Presidência da República em 2002-2003. Assessor Econômico da Presidência da FUNCEF no ano de 2003. Foi Diretor de Finanças, Economista-Chefe e Diretor de Consultoria da BDO-Trevisan entre 2004 e 2007. Foi Diretor da Stratus Investimentos em 2007 e Diretor de Investimentos e Finanças Corporativas da LCA Consultores, de 2007 a 2012. Atuou como Diretor de Investimentos na Angra Partners de 2012 a 2013. Foi CEO da Itatiaia Móveis de 2013 a 2014. Desde 2014 foi Assessor de Operações Estruturadas e Mercado de Capitais para o Presidente do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG) – onde atualmente é Diretor Vice-Presidente.

Marco Aurélio Crocco Afonso – É bacharel em economia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com mestrado em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e doutorado em Economia pela Universidade de Londres. Possui também Doutorado pelas Universidades de Cambridge, na Inglaterra, e Universidade Paris-Dauphine, na França. Foi professor e pesquisador do Departamento de Economia da UFMG, onde ocupou diversos cargos, incluindo a presidência da Fundação de Desenvolvimento de Pesquisa da UFMG (Fundep) de 2010 a 2014. Atualmente é Diretor Presidente do BDMG (Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais), Diretor Vice-Presidente da Associação Brasileira de Desenvolvimento, Membro Titular do Conselho de Administração do BHTec – Associação Parque Tecnológico de Belo Horizonte/MG e do INDI (Instituto de Desenvolvimento Integrado de Minas Gerais).

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. Atuou como Membro dos Conselhos de Administração da Eletrobras, Celesc, AES Eletropaulo, Tecnisa e SC Gás, e como membro dos Conselhos Fiscais da Bradespar, AES Eletropaulo, AES Tietê e Renuka do Brasil. É coordenador do Comitê Jurídico e Compliance da ETERNIT. Ele é o porta-voz do Grupo de Governança Corporativa (GGC).

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.

Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes – Nasceu em 1965. É graduada em Administração de Empresas e mestre em Finanças e Marketing pela Universidade de São Paulo (USP). Desde de 2012 é sócia diretora da Estatic Holdings, consultoria da área de mercado de capitais. Anteriormente ocupou o cargo de Diretora Vice-Presidente do Banco Bracce (até 2012). Além disso, é membro efetivo independente no Conselho de Administração da Renova Energia S.A., e membro titular dos Conselhos de Administração da Light S.A, Light SESA e Light Energia.

Daniel Alves Ferreira – Nasceu em 1972. É advogado responsável pelas áreas de Contencioso de Massa e Mercado de Capitais no escritório de advocacia Mesquita Pereira Almeida, Esteves Advogados, atuando em casos de relacionamento com clientes, direito civil e direito societário. Participou das Conferências de Direito Processual Civil da Ordem dos Advogados de São Paulo sobre: Aspectos da Reforma do Código de Processo Civil; União estável; e Alterações ao Código de Processo Civil.

Processos Cíveis e Criminais Significativos que Envolvem Membros-Chave da Administração

O Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva, ex-presidente do Conselho de Administração (de 22 de janeiro de 2015 a 30 de abril de 2018) é réu em uma "Ação Civil Pública por Ato de Improbidade Administrativa" (um processo não criminal), que foi impetrado pela 4ª Vara da Fazenda Pública de Belo Horizonte, Brasil, onde o Ministério Público busca o ressarcimento dos supostos danos materiais causados ao tesouro público. O caso ainda está em fase de instrução e as intimações correspondentes ainda não foram entregues a todas as partes.

Além disso, o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva é réu em uma “Ação Criminal por Crimes do Sistema Financeiro”, impetrada pela 1ª Vara Federal do Circuito Federal (TRF1), na qual o promotor alega irregularidades no Banco do Estado de Minas Gerais (“BEMGE”) que ocorreu no período entre 1994 e 1998, e administração fraudulenta, que é considerada crime, de acordo com o previsto no artigo 4º da Lei nº 7.492/86. Em 20 de outubro de 2015, o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva e outros réus foram considerados parcialmente culpados. Um recurso foi apresentado e ainda está pendente de decisão no Tribunal de Justiça do Brasil desde 11 de maio de 2016.

Por fim, o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva também é réu em uma ação penal proposta pelo Juizado Especial do Tribunal de Justiça de Minas Gerais, onde ele é acusado de peculato no BEMGE, de acordo com o Artigo 312 e o Artigo 327, § 2º, do Código Penal Brasileiro. O pedido do Promotor foi inicialmente contra 15 pessoas investigadas, mas algumas delas, inclusive o Sr. José Afonso Bicalho Beltrão da Silva, têm direito a foro privilegiado, e os processos pertinentes estão sendo conduzidos pelo Juizado Especial do Tribunal de Justiça de Minas Gerais. A fase atual do processo pede que as partes ofereçam suas alegações finais.

O Sr. Helvécio Miranda Magalhães Júnior, ex-membro do Conselho de Administração (de 22 de janeiro de 2015 a 30 de abril de 2018) é réu em um processo de “Ação Civil Pública por Ato de Impropriedade Administrativa” (um processo não criminal), que foi impetrado pela 2ª Vara da Fazenda Municipal de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, Brasil. O promotor alegou irregularidades do processo licitatório necessário para a contratação de funcionários públicos no Município de Belo Horizonte. As denúncias foram indeferidas e, atualmente, há um recurso interposto pelo Superior Tribunal de Justiça, que aguarda decisão.

O Sr. Marcelo Gasparino da Silva, membro do Conselho de Administração da CEMIG, é réu em dois processos de “Ação Civil Pública por Ato de Impropriedade Administrativa por Danos ao Erário Público” (processos não criminais), ambos impetrados pela 1ª Vara da Fazenda Pública de Florianópolis no Estado de Santa Catarina, Brasil.

No primeiro caso, o Ministério Público do Estado de Santa Catarina, no Brasil, alegou irregularidades quanto a uma aquisição específica de negócios pela Celesc Distribuição S.A., aprovada em 11 de dezembro de 2008 sem o devido processo de leilão. Tal aquisição foi feita com base em um decreto de emergência do Governador do Estado. O Sr. Marcelo Gasparino da Silva foi nomeado réu como resultado de sua função como Diretor Jurídico da Celesc Distribuição entre 2007 a 2009. Na outra ação civil envolvendo o Sr. Marcelo Gasparino da Silva, o Ministério Público alegou irregularidades no contrato firmado entre a Celesc Distribuição S.A. e a Monreal Corporação Nacional de Serviços e Cobranças S/C Ltda. Quase todos os ex-membros do Conselho de Administração da Celesc Distribuição entre 2003 e 2009 foram indicados como réus no caso. Ambas as ações estão em fase de instrução, e as queixas relevantes ainda não foram aceitas pelo Tribunal.

O Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira, ex-vice-presidente do Conselho de Administração da CEMIG (de 22 de janeiro de 2015 a 30 de abril de 2018), é réu em duas “Ações Cíveis Públicas por Atos de Improbidade Administrativa” (processos não criminais). Um deles foi apresentado perante a 2ª Vara da Fazenda Municipal e o outro pela 3ª Vara da Fazenda Municipal, ambos em Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, Brasil.

Em relação ao primeiro processo, o Ministério Público alegou irregularidades no acordo firmado entre a Prefeitura Municipal de Belo Horizonte e o Fundo de Pensão Pública Nossa Senhora da Conceição – ASA – envolvendo a construção e reforma de empreendimentos habitacionais. Esses procedimentos estão em fase de instrução.

Quanto à segunda ação, o promotor alegou irregularidades no acordo firmado entre a Prefeitura de Belo Horizonte, o Estado de Minas Gerais e a Câmara de Dirigentes Lojistas (CDL), para implementar o programa Olho Vivo em Belo Horizonte. O Promotor alegou que esse acordo foi usado para evitar o processo de licitação necessário para a contratação de empresas de infraestrutura. Um processo criminal ajuizado com base nos mesmos fatos foi indeferido, em decisão final e inapelável.

Por fim, o Sr. Marco Antônio de Rezende Teixeira está sob investigação desde setembro de 2017 (Operação Acrônimo) devido a alegadas irregularidades no financiamento de sua campanha política em 2014. Não há mais detalhes disponíveis sobre este processo no momento.

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 2021. 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 administração 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 administração 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 no Parágrafo 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, pode 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
Maurício Fernandes Leonardo Júnior	Diretor de Finanças e Relações com Investidores	21 de fevereiro de 2017
Thiago de Azevedo Camargo	Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	8 de março de 2018
Franklin Moreira Gonçalves	Diretor de Geração e Transmissão	23 de outubro de 2017
Daniel Faria Costa	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	22 de janeiro de 2015
José de Araújo Lins Neto	Diretor de Gestão Empresarial	8 de março de 2018
Maura Galuppo Botelho Martins	Diretora de Relações e Recursos Humanos	20 de fevereiro de 2017
Dimas Costa.....	Diretor Comercial	20 de fevereiro de 2017
Luciano de Araújo Ferraz	Diretor Jurídico	1 de setembro de 2016
Ronaldo Gomes de Abreu	Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia	1 de julho de 2017
		28 de junho de 2017

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. Ex-diretor da Ponta Energia Consultores Associados Ltda (de 2013 a dezembro de 2016).

Maurício Fernandes Leonardo Júnior – Graduado em Literatura pela Unoeste, com pós-graduação em Contabilidade e Finanças pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), mestrado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), pós-graduação em Marketing na PUC do Rio de Janeiro, e MBA em Gestão de Empresas pela Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT). Trabalhou para o Banco do Brasil, de 1998 a 2017, nos seguintes cargos: Vice-Gerente de Filial (1998–2000); Gerente de Divisão (2001–2003); Gerente Executivo na Diretoria de Novos Negócios (2005–2008); Gerente Executivo na Controladoria (2005–2013); Gerente Executivo, EUA (2008–2010); CEO e Presidente do Conselho de Administração do Banco do Brasil Money Transfers, Nova York (2010–2013); Gerente Geral Adjunto, Nova York (2013); Gerente Executivo na Direção de Recursos Humanos (2014–2015); e Diretor de Operações em Viena, Áustria (2015–2017). De 2005 a 2007, foi membro e, posteriormente, Presidente do Conselho Fiscal da Ativos S.A., e atuou como membro dos Conselhos Fiscais da: CPFL Energia e CPFL Geração (2005–2007); BrasilPrev Seguros e Previdência; e CASSI (seguradora de saúde para funcionários do Banco do Brasil) (2014–2015). Atuou nos Conselhos de Administração da

BB Money Transfers, EUA (2010-2011) e Fundação Banco do Brasil (2004-2007); e como Gerente Geral do Economus Instituto de Seguridade Social em São Paulo (de 2017 até hoje).

Daniel Faria Costa – Graduado em Direito pela Universidade Federal de Uberlândia, com MBAs em Gestão Financeira e Gestão de Negócios pela Fundação Dom Cabral. Daniel Faria Costa trabalha no Grupo Banco do Brasil desde 1979. Em 2013, foi Gerente Geral de Vendas do Banco Patagônia S.A., em Buenos Aires, Argentina; em 2014 atuou como Gerente Executivo da Unidade de Governança de Entidades Relacionadas em Brasília; e em 2015 como Superintendente Nacional de Reestruturação de Ativos, em São Paulo.

Thiago de Azevedo Camargo – Bacharel em Direito e mestre em Ciência Política com especialização em Política pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Sua experiência profissional inclui o trabalho como conselheiro jurídico, político e institucional em várias organizações do setor público e privado, incluindo o Sindicato dos Analistas Tributários da Receita Federal do Brasil; o Sindicato dos Auditores da Receita Federal do Brasil; a Emater-MG (Órgão de Apoio Técnico Rural do Estado de Minas Gerais), a World Vision e a Fenafisp (Federação Nacional dos Auditores Fiscais da Receita Federal do Brasil). Atuou como Diretor da CPP – Consultoria em Políticas Públicas, na Prefeitura de Belo Horizonte, como Gerente de Serviços de Assistência Jurídica Social e como Consultor em Orçamento Participativo em São Paulo.

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 Sindieletrô/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 (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.

José de Araújo Lins Neto – Graduado 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. Graduada 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 Segurança e Gestão da Forluzminas.

Dimas Costa – Graduou-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. Ex-diretor da Ponta Energia Consultores Associados Ltda. (de 2013 a 2016).

Ronaldo Gomes de Abreu – O Sr. Abreu foi eleito Diretor de Distribuição e Vendas da CEMIG em junho de 2017. Graduado em Administração de Empresas pela Faculdade de Ciências Gerenciais e Contábeis - UNA e em Direito pela Faculdade de Direito de Sete Lagoas, com MBA em Gestão Estratégica e Gestão de Negócios pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. Ingressou na CEMIG como funcionário em 1985 e desde 1994 atuou como gestor em carreiras gerenciais nos departamentos de Distribuição e Vendas da CEMIG e em Finanças e Relações com Investidores. Durante a sua carreira gerencial na CEMIG, atuou em áreas e processos de manutenção, relacionamento comercial, faturamento, arrecadação, expansão e planejamento do sistema energético, regulação e tarifas.

Luciano de Araújo Ferraz – Graduiu-se em Direito pela PUC de Minas Gerais (PUC/MG) em 1995, onde atualmente é professor adjunto de Direito Financeiro. É professor adjunto de Direito Administrativo da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), instituição na qual obteve título de mestrado em Direito em 2009 e doutorado em 2003. Em 2011, ele foi um supervisor convidado de pós-graduação para mestrado e doutorado na Universidade de São Paulo. Possui pós-doutorado pela Universidade Nova de Lisboa, Portugal, em 2016. Atua como consultor de entidades do setor público e privado, com experiência em direito administrativo, constitucional e financeiro, em especial licitações públicas, contratos administrativos, concessões, parcerias público-privadas, controle da administração pública, funcionários públicos e responsabilidade fiscal.

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 findo em 31 de dezembro de 2017, 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-aposentadoria e demais benefícios, totalizou aproximadamente R\$ 19,599 milhões. A tabela a seguir mostra a remuneração paga aos nossos Conselheiros, Diretores, membros do Conselho Fiscal e Comitê de Apoio em 2017:

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Total Fiscal	
	(em milhões de R\$)			
Número de membros (1)	25	9	10	44
Remuneração total	5.829	12.244	1.526	19.599
Contribuições tributárias sobre o trabalho				14.957
Custos de Remuneração total.....				<u>34.556</u>

(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 ou coligas e qualquer conselheiro ou diretor da CEMIG Holding que conceda qualquer tipo de benefício pós-aposentadoria, 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 único acionista minoritário de ações ordinárias, ou um grupo de detentores minoritários de ações ordinárias, com uma participação conjunta de pelo menos 10% do total de ações, tem o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e um substituto correspondente. 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 2020, para aprovação das demonstrações financeiras do exercício fiscal de 2017, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Ricardo Wagner Righi de Toledo (1).....	Membro	30 de abril de 2018
Vago (1).....	Suplente	-
Geber Soares de Oliveira (1)	Membro	30 de abril de 2018
Vago (1).....	Suplente	-
Alcione Maria Martins Comonian (1).....	Membro	30 de abril de 2018
Vago (1).....	Suplente	-
Rodrigo de Mesquita Pereira (2).....	Membro	30 de abril de 2018
Michele da Silva Gonsales (2)	Suplente	30 de abril de 2018
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 preferenciais.

(3) Eleito pelos detentores de ações minoritárias com direito a voto.

A seguir, uma breve informação biográfica de cada membro de nosso Conselho Fiscal:

Ricardo Wagner Righi de Toledo – Depois de 16 anos (desde 1980) como gerente geral de cinco grandes áreas no Banco do Estado de Minas Gerais (Bemge), de 1996 a 2002, o Sr. Toledo foi gerente geral de estratégia, vendas e relações governamentais no Banco Itaú SA, sendo responsável pela fusão com o Banestado em 2000–2002. Foi Presidente do Banco Simples em 2003-2005, Vice-Presidente do Banco Bonsucesso S.A. de 2005 a 2008 e Diretor de Planejamento Estratégico, M&A e Alianças Estratégicas da Usiminas de 2008 a 2011. Desde 2012 atua como consultor em estratégia, governança e inovação corporativa na Innovare Consultoria Ltda. Graduado em Administração de Empresas, possui MBA em Estratégia Corporativa pela FGV/OHIO, pós-graduação em Finanças e Gestão de Negócios; e é formado no Curso IBGC para Membros do Conselho de Administração e no curso PGA do Insead.

Geber Soares de Oliveira – Graduado em Ciências Contábeis pelo Instituto Newton Paiva e pós-graduado em Gestão de Custos e Controladoria pela UNI Belo Horizonte. De 1986 a 2006 atuou como Coordenador da Secretaria do Tesouro do Estado de Minas Gerais e de 2006 a 2007 como Diretor de Operações Financeiras. Desde 2007 ele é Gerente Geral da Unidade de Administração Financeira Central.

Alcione Maria Martins Comonian – É formada em pedagogia pelo Instituto Newton Paiva, pós-graduada em Gestão de Recursos Humanos pela UNI Belo Horizonte e formada no curso de extensão em Gestão Pública da Fundação Getúlio Vargas – FGV. De 2001 a 2012, foi Chefe de Gabinete da Secretaria da Câmara Municipal de Belo Horizonte. Em 2015, foi nomeada Conselheira da Metrominas, da Minas Gerais Gestão e Serviços (MGS) e da Prodemge. Em 2015 foi também nomeada Secretária-Geral Adjunta de Governo do Estado de Minas Gerais.

Rodrigo de Mesquita Pereira – Graduado em Direito pela Universidade de São Paulo (USP) e pós-graduado, com MBA em Gestão de Negócios e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas. Ele também é pós-graduado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo. Foi advogado do Ministério Público do Estado de São Paulo de 1991 a 2001; e desde 2001 é advogado e sócio do escritório de advocacia Mesquita Pereira, Almeida e Esteves.

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 Consumidores

De acordo com a legislação brasileira, a CEMIG Holding criou um Conselho de Consumidores, composto por representantes de grupos de clientes e organizações representativas de interesses coletivos, mas não membros do Conselho de Administração. O Conselho de Consumidores nos assessoria 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. O especialista financeiro de nosso Conselho Fiscal é o Sr. Ronaldo Dias, membro suplente do Conselho Fiscal.

Funcionários

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos 5.864 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 254 estavam no nível gerencial e 333 contratados como mão de obra temporária. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos 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. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos 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. A tabela a seguir apresenta nossos funcionários por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de funcionários em 31 de dezembro, ⁽¹⁾		
	2017	2016	2015
Gerentes	254	230	230
Quadro de Profissionais	1.096	1.323	1.424
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	4.514	5.566	6.206
Total	5.864	7.119	7.860

(1) Esses números refletem apenas os funcionários da CEMIG GT, CEMIG D e CEMIG.

Sindicatos

São realizadas reuniões ao longo de todo o ano para negociações coletivas com os sindicatos que representam os funcionários. Os Acordos Coletivos de Trabalho (“ACTs”), que resultam dessas reuniões abrangem ajustes de salário, benefícios, direitos e deveres da relação de trabalho, e entram em vigor a partir da data base com início em 1º de novembro de cada ano até o final da vigência dos Acordos Coletivos de Trabalho.

As negociações do Acordo Coletivo de Trabalho para 2017-2019 entre a Companhia e Sindicatos foram finalizadas.

Durante as negociações de 2017/2019, em novembro de 2017, a Companhia e os sindicatos acordaram um reajuste de benefícios econômicos, visando a garantia da reposição das perdas por inflação no período, com reajuste de 1,83%, em linha com a inflação, além de garantir a correção de salários e benefícios, em novembro de 2018, pelo índice de inflação (INPC-IBGE) acumulado entre 1º de novembro de 2017 e 31 de outubro de 2018.

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 (“PCR”).

No âmbito da saúde e segurança no trabalho, as seguintes regulamentações são garantidas: as Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (“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 2017/2019, houve uma paralisação/greve de um dia, com participação mínima dos 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.

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 funcionários 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 funcionários. Desta forma, a CEMIG possui um Plano de Cargos e Remunerações ("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 funcionários 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 mudança da Diretoria Executiva da CEMIG realizada em janeiro de 2015 e a reformulação do nosso Plano Estratégico, o projeto de revisão do PCR foi concluído no primeiro semestre de 2018. 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 2017	Salário-base funcionários em 31 de dezembro de 2017
Gerentes	R\$ 18.174,63	R\$ 29.564,21
Quadro de Profissionais	R\$ 9.203,15	R\$ 11.726,24
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	R\$ 4.717,49	R\$ 7.629,02

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A CEMIG tem um programa de participação nos lucros e resultados para os funcionários 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.

A CEMIG distribuiu parte de seus lucros ao Programa de Participação nos Lucros e Resultados e reduziu os indicadores operacionais para 28 metas. 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 funcionários.

Em 2015, a CEMIG concordou em pagar a cada empregado não menos que 120% de sua remuneração mensal através deste programa.

Benefícios

A CEMIG concede aos seus funcionários uma gama de benefícios, como reembolso de despesas dos funcionários e/ou dependentes com deficiência, assistência funerária em caso de morte de funcionário ou de seus dependentes diretos, e pagamento de parte da contribuição para o plano de previdência complementar. Em 2017, um total de R\$ 222,4 milhões foi pago em benefícios para os funcionários, consistindo de R\$ 83,6 milhões em contribuições ao plano de pensão e R\$ 138,8 milhões em benefícios assistenciais.

Programa de Demissão Voluntária

Em 2014, dois funcionários 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 (“PDVP”), tendo como público-alvo funcionários 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 estarem 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 Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (“FGTS”) – normalmente aplicável às demissões sem justa causa; e (ii) adiantamento de três remunerações mensais. Houve a adesão de 175 funcionários, 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 funcionários 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 funcionários, cujos desligamentos iniciaram-se em 2 de junho de 2016 com prazo final em 20 de outubro de 2016.

Em março de 2017, a Companhia lançou o Plano de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2017) para funcionários que, em 31 de dezembro de 2017, haviam trabalhado na empresa por um período igual ou superior a 25 anos. A oferta estipulava, entre outros itens, o pagamento de um prêmio adicional de até cinco salários nos seguintes termos:

Prazo para se inscrever no programa	Prêmio adicional
03/04 a 28/04/2017	5 salários
02/05 a 31/05/2017	4 salários
01/06 a 30/06/2017	3 salários
03/07 a 31/07/2017	2 salários
01/08 a 31/08/2017	1 salário
01/09 a 29/09/2017	Nenhum

Além do prêmio adicional, também havia 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. Essa proposta foi aceita por 1.189 funcionários, que começaram a deixar a empresa no período entre 2 de maio de 2017 e 17 de outubro de 2017.

Em março de 2018, a Companhia aprovou o Programa de Demissão Voluntária Programada (“o PDVP 2018”). Os funcionários que se qualificam para participar do programa são aqueles que terão trabalhado para a CEMIG por 25 anos ou mais até 31 de dezembro de 2018. O período de adesão ao programa foi de 2 a 30 de abril de 2018. O programa oferece o pagamento das verbas rescisórias previstas em lei, inclusive o pagamento de aviso prévio, e depósito especial da multa correspondente a 40% do Valor Base do FGTS (Fundo de Garantia por Tempo de Serviço), e outros encargos previstos pela legislação, sem estipulação de pagamento de quaisquer valores adicionais.

Saúde e Segurança

Em decorrência das diversas iniciativas e programas da Companhia voltados às questões de saúde, higiene e segurança do trabalho, os indicadores de acidentes mostraram uma redução significativa nos últimos seis anos. Em 2017, a Taxa de Frequência de Acidente com Afastamento (“TFA”), relativa à força de trabalho, fechou no valor de 1,47 acidentes por um milhão de horas trabalhadas, 18% menos que em 2016, ficando 26,50% abaixo do limite de 2,00.

Em 2017, houve também uma redução de 34,78% na TFA da mão-de-obra contratada, em comparação com os resultados obtidos em 2016. Dando continuidade ao acordo de cooperação técnica com a Liga Ibero-Americana de Segurança e Saúde no Trabalho, em 2017, nove funcionários fizeram intercâmbio com a “Organización Ibero Americana de Seguridad Social - OISS”, indo estudar as seguintes áreas em Madri: mestrado em liderança e gestão de sistemas de seguridade social, mestrado em prevenção e proteção de riscos ocupacionais, mestrado em gestão e em gestão de serviços de saúde.

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 março de 2018, 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 no quadro abaixo informações referentes à titularidade das ações ordinárias e preferenciais na CEMIG em 31 de março de 2018, e não inclui as novas ações emitidas por meio do aumento de capital mencionado no Item 04 “Informações sobre a Companhia”.

Acionista	% da		% da	
	Ações Ordinárias	Classe	Ações Preferenciais	Classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	214.471.442	50,97%	418.822	0,05%
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	101.939	0,02%	526.751	0,05%
Outros	110.212.512	26,19%	747.880.196	89,49%
Total de 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 pode ter interesses diversos dos interesses dos investidores, e até mesmo da Companhia.”

Em 31 de março de 2018, a CEMIG Holding possuía 39 acionistas de ações ordinárias registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 20.002.154 ações ordinárias. Possuíamos também 255 acionistas de ações preferenciais registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 172.977.249 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 189.312.584 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 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 25 das nossas Demonstrações Financeiras consolidadas.

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.

Em 6 de setembro de 2017, a AGC Energia S.A. (“AGC Energia”, uma subsidiária do Grupo Andrade Gutierrez) anunciou sua decisão de sair do grupo de controle da CEMIG, encerrando o acordo de acionistas da CEMIG. Em 4 de outubro de 2017, a AGC Energia nos notificou que havia reduzido sua participação nas ações ordinárias da CEMIG de 20,05% das ações com direito a voto da CEMIG para 16,29% do capital votante da CEMIG por meio de vendas em bolsa de 15.812.100 ações ordinárias da CEMIG, e em 24 de outubro de 2017, a AGC Energia nos notificou que havia reduzido ainda mais sua participação nas ações ordinárias da CEMIG para 12,79% das ações com direito a voto da CEMIG mediante a alienação em bolsa de 14.739.600 ações ordinárias da CEMIG. Em 26 de dezembro de 2017, a AGC Energia nos notificou que havia vendido toda a sua participação em ações com direito a voto da Companhia Energética de Minas Gerais por meio de venda em bolsa de valores.

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 coligadas.

A CEMIG é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- As operações de venda e compra de energia, entre geradoras e distribuidoras, foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal e as operações de transporte de energia, realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo ONS;
- Acordos com o Estado de Minas Gerais: contrato de venda de energia.
 - (i) Essas negociações de venda de energia se iniciaram 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 energia é definido pela ANEEL por meio de uma resolução referente ao reajuste tarifário anual da CEMIG. Em 2017, O Governo do Estado de Minas Gerais firmou um Termo de acordo de reconhecimento de dívida junto à CEMIG D para pagamento de débitos relativos a fornecimento de energia que se encontravam em aberto, no montante de R\$ 113 milhões, a serem liquidados em 24 parcelas, atualizadas mensalmente conforme a variação do IGP-M. A primeira parcela, no montante de R\$ 5 milhões foi liquidada em dezembro de 2017, e as demais possuem vencimento a partir de janeiro de 2018.
 - (ii) Recálculo da atualização monetária dos valores referentes ao Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), devolvidos ao Estado de Minas Gerais. Montante de R\$ 235 milhões transferidos para Contas a Receber do Estado de Minas Gerais, em 30 de setembro de 2017.

- 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 2017 era de R\$ 2.069 milhões.
- 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;
- As transações com energia entre geradoras e distribuidoras foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal; as operações de transporte de energia realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).
- Locação do edifício sede da Forluz. O saldo em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 5 milhões;
- Contribuição pela patrocinadora ao plano de saúde e odontológico dos funcionários. O saldo em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 1.748 milhões.
- Pagamentos antecipados para entrega futura de energia. Esses contratos são atualizados a taxas entre 135% e 215% 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 2017.
- 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;
- Recursos financeiros em um fundo de investimento, a FIC Pampulha, que têm as características de renda fixa e obedecem a nossa política de aplicações.
- R\$ 3 milhões referem-se ao contrato de prestação de serviço de desenvolvimento de software de gestão entre a CEMIG D e a Axxiom Soluções Tecnológicas S.A., instituído no despacho da ANEEL nº 2.657/2017.
- Em 2017, pagamentos antecipados de R\$ 70 milhões foram feitos à Santo Antônio Energia, subsidiária da Madeira Energia: R\$ 52 milhões foram antecipados pela CEMIG GT; R\$ 12 milhões pela Sá Carvalho; e R\$ 6 milhões pela Rosal. Para fins de liquidação das faturas de fornecimento de energia a serem emitidas pela Santo Antônio Energia a partir de 2018, em 12 parcelas, serão utilizados da CEMIG GT R\$ 272 milhões a receber da Renova, conforme segue:
 - (i) R\$ 60 milhões a serem liquidados através de um pagamento inicial de R\$ 6 milhões em janeiro de 2018, e 11 parcelas mensais e consecutivas, com o vencimento final em dezembro de 2018 e atualização pela variação de 150% do CDI; (ii) R\$ 94 milhões a serem liquidados em 12 parcelas mensais e consecutivas ao longo de 2020 e atualização de 155% do CDI; (iii) R\$ 118 milhões a serem liquidados em 12 parcelas mensais e consecutivas ao longo de 2021 e atualização de 155% do CDI. O pagamento desses itens está em processo de negociação.

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 as 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 administração; (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. Tal requisito deve estar em vigor até o final de junho de 2018.

Já adotamos algumas estruturas e práticas de governança exigidas pela Lei 13.303/16, tais como auditoria interna, compliance, gestão de riscos, adoção de práticas de controle interno, Código de Conduta e Integridade, Linha Direta de Emergência (Hot Line) e Linha de Suporte (Help Line) com mecanismos de proteção contra retaliação, sanções, políticas e treinamentos. Além disto, das nove exigências obrigatórias de transparência, já cumprimos sete delas: adequação do estatuto à autorização, conforme a lei, para a criação do mesmo; divulgação de informações relevantes; política de prestação de informações; política de distribuição de dividendos; divulgação de dados relacionados ao alcance dos objetivos que sejam do interesse público, em conformidade com a definição deste na legislação constitutiva; informações equivalentes à carta de governança corporativa anual publicada no Formulário de Referência e no Relatório de Sustentabilidade.

Quanto a outras obrigações, estão sendo redigidas minutas de alguns documentos visando às mudanças necessárias para adaptá-los à Lei Federal nº 13.303/16 dentro do prazo legal (30 de junho de 2018), por exemplo: a adequação do estatuto, a regulação referente a contratos de fornecimento, política referente a transações com partes relacionadas e política de participação de acionistas minoritários.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Consulte nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas que constam do início da página F-1 deste documento, e o “Item 3. Informações Relevantes – Dados Financeiros Consolidados Selecionados”.

Processos Judiciais e Administrativos

A Companhia e suas subsidiárias integrais, em especial a CEMIG GT e a CEMIG D, estão envolvidas em processos administrativos e judiciais envolvendo questões tributárias, regulatórias, de clientes, administrativas, ambientais, trabalhistas e outras em relação aos seus negócios. Em conformidade com as regras do IFRS, registramos e divulgamos as quantias dos processos 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 Nota Explicativa nº 24 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Questões Regulatórias

A CEMIG e a CEMIG D são partes em processos decorrentes de cláusulas dos Contratos de Fornecimento de Energia 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 da iluminação pública custeado pela Contribuição de Iluminação Pública (“CIP”). Em 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nessas ações era cerca de R\$ 1,2 bilhão e a chance de perda foi avaliada como “possível”, devido à ausência de precedentes consistentes a favor dos argumentos das companhias.

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. (“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 ao STJ que permite a junção da CEMIG D, 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 (por decisão não unânime de um tribunal de recurso), que aguarda julgamento. Em 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nessa ação era de R\$ 288 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 (“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 reivindicação, para a CEMIG GT e suas subsidiárias, em 31 de dezembro de 2017, era de aproximadamente R\$ 202 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 MME no STJ (Superior Tribunal de Justiça) com o objetivo de assegurar o direito da CEMIG GT à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de Jaguará, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão nº 007/1997, obedecendo 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 Jaguará 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 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. Em 21 de novembro de 2017, a 2ª Turma do STF julgou improcedente o Mandado de Segurança. A Companhia entende que não se trata de decisão definitiva motivo pelo qual, publicado o Acórdão, a Companhia avalia, neste momento, os recursos cabíveis. A contingência desta ação está classificada como perda “provável” em da decisão proferida nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF. Neste contexto, é de se reconhecer a singularidade do Contrato de Concessão nº 007/1997, o ineditismo da matéria e que a ação proposta se configura em *leading case* na discussão do Judiciário sobre a prorrogação de concessões.

A CEMIG GT impetrou Mandado de Segurança contra ato do Ministro de Minas e Energia no STJ (Superior Tribunal de Justiça) com o objetivo de assegurar o direito dessa companhia relativo à prorrogação do prazo de concessão da Usina Hidrelétrica de 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 Ministro Relator, tendo em vista o deferimento de liminar pelo STF nos autos da UHE Jaguará, 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 Jaguará, no sentido de manter a CEMIG GT na titularidade da concessão da UHE São Simão nas mesmas condições da UHE Jaguará, 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. No dia 13 de dezembro de 2017, a 1ª Seção do Superior Tribunal de Justiça, julgou improcedente os pedidos da CEMIG. A CEMIG GT apelou novamente ao Supremo Tribunal Federal (STF). A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como “provável”, dado o julgamento desfavorável à Companhia ocorrido nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF interposto nos autos do Mandado de Segurança da UHE Jaguará (informado acima), 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 ao STJ um 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. Em resposta a uma moção para revisão do julgamento proferido pelo Governo Federal contra o recurso interno, o relator revogou essa tutela cautelar em 29 de março de 2017. Ainda não houve julgamento do mérito desta ação. A possibilidade de perda nesta ação foi classificada como “provável”, dado o julgamento desfavorável à Companhia ocorrido nos autos do Recurso Ordinário nº 34.203/STF interposto nos autos do Mandado de Segurança da UHE Jaguará (informado acima), já que ambos têm as mesmas questões e fatos a serem considerados e, em última instância, serão analisados pelo mesmo órgão jurisdicional.

Além do Mandado de Segurança mencionado acima, em 21 de fevereiro de 2017, a CEMIG GT fez nova solicitação ao MME por meio da qual reiterou o pedido administrativo de prorrogação por 20 (vinte) anos da concessão das UHE de Jaguará, 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 usinas 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 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 de subsidiária não resulta em qualquer renúncia pela CEMIG GT de seu direito à extensão garantida das concessões conforme especificado na Cláusula 4 do Contrato de Concessão nº 007/1997.

Em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou as concessões para as usinas hidrelétricas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, cujas concessões eram anteriormente detidas pela CEMIG GT. Essas usinas têm capacidade de geração agregada de 2.922 MW e o preço da venda foi de R\$ 12,13 bilhões. Em cada caso, o licitante vencedor das concessões era um terceiro não relacionado à CEMIG GT.

Apesar do resultado do leilão, a CEMIG GT continuará lutando para que seus direitos sejam reconhecidos no tribunal. Além das ações em andamento no Supremo Tribunal Federal (STF) e no Tribunal Superior de Justiça (STJ), foram propostas medidas administrativas e judiciais relacionadas à indenização que a CEMIG GT tem direito.

Os valores devidos das indenizações correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis não amortizados ou não depreciados, reconhecidos pelo MME por meio da Portaria nº 291/2017 foram impugnados administrativamente (ainda pendente de decisão – recurso hierárquico), sendo que na via judicial a CEMIG GT impetrou, em 27 de novembro de 2016, Tutela Cautelar Antecedente visando obter ordem para que a União Federal exiba os documentos que deram suporte ao cálculo das indenizações pela reversão dos bens das UHEs Jaguará, Miranda, São Simão e Volta Grande, bem como depósito, de imediato, o valor incontroverso da indenização, fixado em R\$ 1.027.751. Neste caso, a liminar foi indeferida e a CEMIG GT interpôs Agravo de Instrumento (pendente de julgamento). Adicionalmente, em 17 de janeiro de 2018, a CEMIG aditou a inicial: Adicionalmente, em 17 de janeiro de 2018, a CEMIG aditou a inicial: (i) de modo a reiterar a necessidade de exibição de documentos, (ii) pedindo a declaração de nulidade do artigo 1º, §§ 1º e 2º e do artigo 2º, da portaria do MME nº 291/2017 e o consequente pagamento de indenização que contemple todos os investimentos realizados pela CEMIG GT nas aludidas concessões, (iii) bem como solicitando o pagamento imediato do valor incontroverso.

Aumentos de Tarifas

O Ministério Público Federal ajuizou uma ação civil coletiva contra a CEMIG D e a ANEEL, para evitar a exclusão de clientes 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 clientes 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 2017, o valor envolvido nesse processo era de, aproximadamente, R\$ 275 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.

Reajuste Tarifário Periódico – Neutralidade da ‘Parcela A’

A Associação Municipal de Proteção ao Consumidor e ao Meio Ambiente (AMPROCOM) impetrou uma ação civil pública contra a CEMIG D e a ANEEL, exigindo a identificação de todos os clientes supostamente prejudicados nos reajustes tarifários anuais e na revisão tarifária periódica, no período de 2002 a 2009, e a restituição, através de crédito nas faturas de energia, dos valores que lhes foram indevidamente cobrados, em razão da não desconsideração do impacto de variações futuras de demanda de consumo de energia em componentes de custo não gerenciáveis (custos da ‘Parcela A’) e a incorporação indevida desses ganhos nos custos gerenciáveis da distribuidora (custos ‘Parcela B’), provocando o desequilíbrio econômico/financeiro do contrato. Trata-se de uma ação com potencialidade para impactar todas as concessionárias de Distribuição, o que poderia ensejar um novo Acordo do Setor Energético.

Como resultado da decisão favorável da CEMIG D, e nenhuma apelação contra essa decisão, a provisão para esse caso foi revertida (em 31 de dezembro de 2016, o valor da ação era de R\$ 317).

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 (“ICMS”), Impostos Sobre a Propriedade Territorial Rural ou Urbana (“ITR”), Programa de Integração Social (“PIS/PASEP”), e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (“COFINS”), Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (“CSLL”), e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (“IRPJ”), dentre outros. Em 31 de dezembro de 2017, o valor para o qual a chance de perda foi avaliada como ‘provável’ era de aproximadamente R\$ 57 milhões. As principais contingências estão definidas abaixo.

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes de diversas ações judiciais questionando a aplicabilidade do Imposto Territorial Urbano (IPTU) sobre imóveis destinados a concessões de serviços públicos. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 95 milhões. Este é um assunto sobre o qual a jurisprudência não

foi estabelecida pelos tribunais superiores. Há um Recurso Extraordinário aguardando julgamento pelo Supremo Tribunal Federal que, por dar lugar a um precedente global, será aplicado às demais ações judiciais envolvendo a mesma questão. Em 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nessas ações foi avaliado em aproximadamente R\$ 122 milhões. As quantias para as quais as probabilidades de perda foram avaliadas e consideradas 'prováveis' totalizaram aproximadamente R\$ 13 milhões e os casos em que as probabilidades de perda foram avaliadas e consideradas 'possíveis' totalizaram aproximadamente R\$ 109 milhões.

A Receita Estadual de Minas Gerais instaurou diversos processos administrativos contra a CEMIG D, relacionados ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços ("ICMS") cobrado pelo Estado de Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2016, o valor envolvido nos processos, cuja chance de perda foi avaliada como 'possível' totalizava, aproximadamente, R\$ 82 milhões. Em outubro de 2017, a CEMIG D assinou a aceitação do Plano de Regularização de Créditos Tributários do Estado ("PRCT") de Minas Gerais. Uma quantia para resolver essas disputas administrativas foi incluída no contrato e, como resultado, todos esses casos foram retirados. Após a adesão ao PRCT, o valor pago pela CEMIG D em relação aos processos tributários gerais que tiveram o ICMS totalizou R\$ 58 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 2017, o valor envolvido nessas ações era cerca de R\$ 311 milhões e a chance de perda foi avaliada como "possível", haja vista a natureza indenizatória dos adiantamentos realizados aos funcionários 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 ("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 funcionários, 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 2017, o montante envolvido nesse processo foi avaliado em aproximadamente R\$ 192 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 ("CARF").

A Secretaria da Receita Federal instaurou processos administrativos contra a CEMIG, a CEMIG GT, a CEMIG D e a Rosal Energia S.A., em relação às contribuições previdenciárias sob diversas categorias: Participação nos Lucros e Resultados ("PLR"), Programa de Alimentação do Trabalhador ("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 2017, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada como 'possível' totalizava, aproximadamente, R\$ 1,6 bilhão. Este montante será reduzido em decorrência de decisões definitivas favoráveis obtidas pela CEMIG Geração e Transmissão em 2017 nos processos administrativos relativos à PLR de 2005 e 2006, mas a definição do valor a ser reduzido ainda depende da apuração, por parte da Receita Federal do Brasil, do crédito tributário remanescente nas autuações.

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 ("CSLL"). Em 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nesses processos era de aproximadamente R\$ 322 milhões, e a chance de perda foi avaliada como "possível". As autuações correspondentes à CSLL devem-se, em especial, pelas Companhias terem excluído da base de cálculo desse tributo os valores relativos a: (i) doações e patrocínio de caráter cultural e artístico; (ii) despesas com multas punitivas; (iii) tributos com exigibilidade suspensa; e (iv) despesas com amortização de ágio, uma vez que não há previsão legal a subsidiar a tributação dessas rubricas. Já as

autuações correspondentes ao IRPJ devem-se pelo fato de as Companhias terem procedido ao cálculo do lucro real considerando como dispêndios os valores gastos com inovação tecnológica, nos termos da Lei nº 11.196/2005. O MCTI, que inicialmente não havia reconhecido esse enquadramento legal a esses valores por ausência de informações, já está revendo seus pareceres de posse das informações enviadas pelas Companhias.

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 (“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 Lepsa 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 titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A. (“LEPSA”), que, por sua vez, é titular de, aproximadamente, 13,03% do capital total e votante da Light. Posteriormente, a cisão total da Parati foi efetivada, e esta empresa foi sucedida pela LEPSA. O FIP Luce foi liquidado em 6 de dezembro de 2012 e a Lepsa LLC, em 18 de maio de 2012. Em 2 de maio 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. Em 31 de dezembro de 2017, a quantia reclamada neste caso totalizava aproximadamente R\$ 212 milhões. A chance de perda foi avaliada como “possível”, principalmente devido aos fatos: (i) no caso da solidariedade, a CEMIG figura como mera coligada por ter cedido seus direitos contratuais à Parati. (ii) em relação à simulação, a situação do caso concreto é mais favorável do que a dos precedentes encontrados, sendo que, se afastada a alegação de simulação, entendemos que não haverá base legal para a cobrança. (iii) quanto ao mérito, por se tratar de operação muito específica não existem precedentes similares. (iv) no que diz respeito à multa, valem as mesmas observações quanto à singularidade do caso concreto.

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 DARFs e/ou DCTFs, 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 litúgio no âmbito administrativo. Em 2017, alguns processos sobre a matéria envolvendo valores expressivos se encerraram com decisão favorável às Companhias, reduzindo o valor em discussão no âmbito administrativo. Em 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nesses processos totalizava, aproximadamente, R\$ 275 milhões, e a chance 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 pelo Governo Federal. A partir de 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R\$ 576 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. A partir de 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nessa ação foi avaliado em aproximadamente R\$ 261 milhões. A possibilidade de perda nessas ações foi avaliada como “possível”.

A CEMIG era parte em um Processo Administrativo de Crédito Estadual (“PACE”) instaurado pelo Estado de Minas Gerais, em 29 de dezembro de 2014, que versava sobre 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 (“AFAC”), e o valor entendido como devido pelo Estado de Minas Gerais. Considerando a instauração do PACE, o Conselho de Administração, em reunião realizada na data de 29/12/2014, decidiu autorizar a Diretoria Executiva a tomar

urgentemente as medidas necessárias para solicitar a suspensão da exigibilidade do crédito exigido 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, R\$ 239,4 milhões, valor este que permaneceu inalterado, tendo vista que o depósito correspondeu ao montante integral. Em 25 de outubro de 2017, foi assinado um Acordo de Reconhecimento de Débito entre a CEMIG e o Estado de Minas Gerais, por meio da Secretaria de Estado da Fazenda, no qual o Estado comprometeu-se a reembolsar à CEMIG o montante total com correção monetária pelo IGP-M. A assinatura do referido Acordo acarretou a extinção e baixa do Processo Administrativo de Crédito Estadual em apreço.

A CEMIG e o Estado de Minas Gerais são partes em processo administrativo impetrado pelo Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais (“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 (“CRC”). A partir de 31 de dezembro de 2017, o valor envolvido nesta ação era de aproximadamente R\$ 398 milhões, e a possibilidade de perda foi avaliada como “possível”.

Obrigações das Leis Trabalhistas

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em diversas ações movidas por seus funcionários e por funcionários de empresas terceirizadas. 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 2017, o valor dos pleitos com chance de perda “provável” era de aproximadamente R\$ 474 milhões, e com chance de perda “possível” era de aproximadamente R\$ 1,4 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 (“TRD”), passando à adoção do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (“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\$ 220 milhões.

Em 7 de novembro de 2016 foi proferida sentença subsidiária em primeira instância contra a CEMIG D, em Ação Civil Pública impetrada 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 funcionários da CET, e indenização, a título de danos morais, no valor de R\$ 2.500,00 (dois mil e quinhentos reais) para cada um dos funcionários 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 funcionários 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 2017, o valor total envolvido nesse processo era cerca de R\$ 1,5 milhões e a possibilidade de perda foi avaliada como “possível” devido às afirmações acima.

Questões Ambientais

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 (Superior Tribunal de Justiça) e ao STF (Supremo Tribunal Federal), 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 2017, o valor envolvido nessas ações era de R\$ 127 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 2017, os valores envolvidos nesses processos avaliados com chance de perda “provável” totalizaram cerca de R\$ 45 mil e os valores dos processos avaliados com a chance de perda “possível” totalizaram cerca de R\$ 147 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 réis, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2017, os processos avaliados com chance de perda “provável” totalizaram, aproximadamente, R\$ 54 milhões e os processos avaliados com chance de perda “possível” totalizaram, aproximadamente, R\$ 267 milhões.

Além disso, a CEMIG D é réu 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 “serpentinhas metalizadas” na rede de distribuição de energia, 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 2017, o valor envolvido foi avaliado em aproximadamente R\$ 17 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.

A Assembleia Geral Ordinária, realizada em 12 de maio de 2017, aprovou o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2016 no valor total de R\$ 204 milhões, aos detentores de ações preferenciais, valor este inferior ao mínimo estatutário que era de R\$ 419 milhões. Em 21 de dezembro de 2016, a Companhia declarou Juros sobre o Capital Próprio ("JCP"), no montante de R\$ 380 milhões, utilizando do saldo da Reserva de Retenção de Lucros, fazendo jus os acionistas que tiveram seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas em 26 de dezembro de 2016. Deste valor pago de JCP, o montante de R\$ 215 milhões, líquido de Imposto de Renda, foi destinado aos acionistas detentores de ações preferenciais. A Deliberação CVM nº 683/2012 estabelece no seu inciso III, que os juros pagos ou creditados, a título de remuneração do capital próprio, somente poderão ser imputados ao dividendo obrigatório pelo seu valor líquido do imposto de renda na fonte. 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.

A Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2018 aprovou o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2017, de R\$ 486 milhões, para detentores de ações preferenciais e R\$ 15 milhões para detentores de ações ordinárias. O pagamento dos dividendos será realizado em parcela única até 30 de dezembro de 2018. O pagamento pode ser antecipado, conforme disponibilidade de caixa e a critério da Diretoria Executiva.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração pode 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 poder 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) montantes alocados para registrar as reservas para contingências e reversão dessas reservas acumuladas em exercícios fiscais 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 no período poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou coligadas é contabilizado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também é considerado lucro 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 pode ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real valorizou cerca de 1,81% em relação ao dólar norte-americano em 2017. 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 ao 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. Em cada caso, o pagamento dos dividendos ocorre durante o exercício posterior à declaração. Veja o “Item 3. Informações Relevantes – Informações Financeiras Consolidadas Seleccionadas”.

Histórico de Declaração de Dividendos e Juros sobre o Capital (1)

Ano do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(em milhões R\$)	(em milhões US\$)	(em milhões R\$)	(em milhões US\$)
	(2)	(3)	(2)	(3)
2015(4)	212	61	422	122
2016 (5)	127	39	253	78
2016 (6)	-	-	204	63
2017 (7)	15	5	485	147

- (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”.
- (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 Registro 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 dos Acionistas realizadas em 12 de maio de 2017.
- (7) Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a ser realizada em 30 de abril de 2018, a Companhia propôs o pagamento de R\$ 485 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações preferenciais fazendo jus os acionistas de ações ordinárias que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO. A Companhia também propôs o pagamento de R\$ 15 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias fazendo jus aos acionistas de ações ordinárias que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO.

Item 9. Detalhes Sobre a Oferta e Listagem de Ações

Mercado de Negociação

O principal mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a Bolsa de Valores Brasileira (B3). Nossas ADSs de ações preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2017, 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 (*over-the-counter*, ou OTC), nos 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 e em 11 de setembro de 2012, 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 2017, existiam aproximadamente 191.262.584 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 22,8% de nossas 838.076.946 ações preferenciais.

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a B3. Nossas ADSs de ações ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2017 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 2017, existiam aproximadamente 450.291 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,11% de nossas 420.764.708 ações ordinárias.

Em 30 de dezembro de 2017, o preço de fechamento por ação preferencial na B3 foi de R\$ 6,87 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi de US\$ 2,06.

Em 30 de dezembro de 2017, o preço de fechamento por ação ordinária na B3 foi de R\$ 6,41 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi de US\$ 1,85.

Constam no quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na B3 e de ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

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
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
2017.....	14,36	6,00	4,75	1,84	11,36	4,98	3,74	1,89
2016								
1º Trimestre.....	8,62	4,39	2,43	1,08	8,70	4,10	2,42	1,02
2º Trimestre.....	8,30	5,43	2,30	1,43	8,26	5,16	2,30	1,40
3º Trimestre.....	10,03	7,12	3,20	2,15	9,97	7,09	3,08	2,08
4º Trimestre.....	9,85	7,36	3,18	2,05	9,85	7,06	3,07	2,06
2017.....								
1º Trimestre.....	14,70	7,79	4,75	2,09	12,04	7,40	2,25	3,84
2º Trimestre.....	12,19	7,30	3,75	2,05	10,48	5,14	2,09	3,29
3º Trimestre.....	9,40	7,61	3,16	2,41	9,26	7,72	2,37	2,96
4º Trimestre.....	8,60	6,00	2,70	1,84	8,57	6,32	1,89	2,70
2018								
1º Trimestre.....	7,83	6,10	2,66	1,81	8,77	6,46	2,61	1,91

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
A partir de 30 de abril de 2018	7,87	7,29	2,23	2,01	8,64	7,93	2,60	2,28

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
2015.....	30/04/2015	30/04/2015	28/12/2015	06/05/2015	05/01/2016
2016.....	29/04/2016	29/04/2016	29/12/2016	04/05/2016	05/01/2017
2017.....	12/05/2017	12/05/2017	28/12/2017	07/05/2017	05/01/2018

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 B3 S.A. - BRASIL, BOLSA, BALCÃO (“B3”)

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na B3, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na B3 está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a B3 possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

A negociação na B3 é conduzida das 10h00 às 17h00 ou das 11h00 às 18h00 (durante o horário de verão no Brasil). A B3 também permite a negociação a partir das 17h30 às 18h00 durante um período de negociação diferente chamado “after market”, exceto durante o horário de verão. 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 B3 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 corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da B3 é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (“CBLC”).

A fim de coordenar melhor a volatilidade, a B3 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 B3, 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 B3 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 B3. A B3 realiza compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para a entrega de ações. De acordo com os regulamentos da B3, a liquidação financeira é efetuada pelo sistema de transferência de reservas do Banco Central. Os títulos são transferidos pelo sistema de custódia da B3. Tanto a entrega como o pagamento são finais e irrevogáveis.

A negociação na B3 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 B3, 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 B3 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 B3 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.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da B3. 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 B3 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; Demonstrações do Resultado Consolidadas, 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 B3 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 B3 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 B3.

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 B3 o número e tipos de

valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e controladas que sejam possuídas por eles ou por pessoas proximaamente 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 B3 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 B3. 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 Conselho Monetário Nacional (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.

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 B3 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 B3 na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também pode ser suspensa por iniciativa da B3 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 B3 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”.

Exigências de Divulgação

A Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, estabelece algumas exigências quanto à divulgação e uso de informações relacionadas a fatos relevantes e atos de companhias abertas, inclusive a divulgação de informações sobre negociação e aquisição de valores mobiliários de emissão de empresas do poder público. Entre outras, essas exigências incluem disposições que:

- i. estabelecem o conceito de um fato relevante que dá origem a prestação obrigatória de informações. Os fatos relevantes incluem decisões tomadas pelos acionistas controladores, deliberações da Assembleia Geral de Acionistas e da administração da companhia, ou quaisquer outros fatos relacionados aos negócios da empresa (ocorridos dentro da empresa ou de alguma forma relacionados a eles) que possam influenciar o preço dos seus valores mobiliários negociados publicamente ou a decisão dos investidores de negociar esses valores mobiliários ou exercer quaisquer dos direitos subjacentes a tais valores mobiliários;
- ii. especificar exemplos de fatos que são considerados relevantes, que incluem, entre outros, a execução de acordos de acionistas que preveem a transferência de controle, a entrada ou a retirada de acionistas que detêm qualquer função administrativa, financeira, tecnológica ou gerencial que contribua para a empresa, e qualquer reestruturação societária realizada entre empresas relacionadas;
- iii. obrigar o diretor de relações com investidores, acionistas controladores, outros executivos, diretores, membros do conselho fiscal e outros conselhos consultivos a divulgar fatos relevantes;
- iv. exigem a divulgação simultânea de fatos relevantes a todos os mercados que admitem a negociação de tais valores mobiliários da empresa;
- v. exigir de quem adquira uma participação de controle de uma corporação que publique fatos relevantes, incluindo suas intenções quanto a cancelar ou não a listagem das ações da empresa em bolsa de valores, no prazo de um ano;
- vi. estabelecer regras relativas às exigências de divulgação na aquisição e alienação de uma participação acionária relevante; e
- vii. restringir o uso de informações privilegiadas.

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 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 pode 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 de Acionistas

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 ano e a 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 incorporação da Companhia em outra empresa, 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. Uma empresa de capital aberto, 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 pode 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 (“BVD”), que deve conter todos os assuntos a serem deliberados. A entrega do BVD pode 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 administração da Diretoria, podendo examinar, a qualquer momento, nossos livros e documentos, 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 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 (“IGPM”), publicado pela Fundação Getúlio Vargas.

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 administração, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressaltadas 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, ressaltando-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 (1);
- 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 (2);
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos (3);
- alterar o objeto social da Companhia (4);
- unificar-se ou consolidar-se com outra empresa, observadas as condições previstas na Lei das Sociedades por Ações (5);
- transferir a totalidade de nossas ações para outra companhia de forma a nos tornar subsidiária integral de tal companhia, conhecido como incorporação de ações (6);
- aprovar a aquisição do controle de outra sociedade por preço que exceda certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações (7);
- cisões, sujeitas às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações (8);
- transformação da companhia em outro tipo societário (9);
- participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações e sujeito às condições nele previstas (10);

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 pode ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez ou dispersão por ocasião da deliberação dos acionistas. O direito de retirada referido no item (8), por sua vez, só pode 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 (10), 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 Geral 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 (5), (6) e (7) 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 pode 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 funcionários de alto nível; e/ou
 - (v) quaisquer atos ou fatos relevantes em relação às atividades da companhia.

direito de exigir o fornecimento, pelos membros do Conselho Fiscal, de informações sobre matérias 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.

Mudanças nos direitos de 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 B3

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 pode 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 uma 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 os remetam 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 nº 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 1.634/2016, promulgada em 6 de maio de 2016, 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 permutar tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permutar 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 pode 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 (“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 (“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 (“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 receita gerada no exterior, ou imponha tributos sobre ela no exterior a uma alíquota máxima inferior a 20% (ou 17% se a jurisdição segue padrões internacionais de transparência tributária,

conforme definido pela Receita Federal do Brasil, especialmente no que diz respeito à divulgação de informações relacionadas à estrutura societária, titular beneficiário final, propriedade dos bens e atividades comerciais exercidas em seu território); ou (iv) não permita o acesso a informações relativas à composição societária, titularidade de bens ou direitos ou às transações comerciais 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 (“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, pode 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; não obstante, existe o risco de que a Autoridade Tributária tentará reivindicar a competência tributária brasileira em tal situação, razão pela qual os Detentores Não Residentes devem consultar seus próprios consultores tributários sobre as chances de sucesso nesse sentido. 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 registrado 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. No entanto, é importante mencionar que não há precedente em relação a este assunto em tribunais administrativos ou judiciais.

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, pode 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 (“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 pode 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, pode 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 sujeitas 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 definido abaixo em “Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro

Passivo”), 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 norte-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.

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 pode 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 nos dois edifícios 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 – Riscos Relacionados ao Brasil. 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, Tozzini Freire Teixeira e Silva 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 funcionários; 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 (Superior Tribunal de Justiça).

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 2017, aproximadamente 23,34% de nossa dívida em aberto, ou R\$ 3.601 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 93,22%, ou R\$ 3.357 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 2017, a desvalorização hipotética de 25% e 50% do real frente ao dólar norte-americano acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R\$ 865 milhões e R\$ 1.730 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 aquisição de energia de Itaipu são compensadas pela CVA e outros componentes 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 2017:

	(em milhões de R\$)
Dólares norte-americanos:	
Financiamentos	3.357
Fornecedor (Itaipu)	240
	3.597
Outras Moedas:	
Financiamentos	4
Passivo Líquido exposto a risco de taxa de câmbio	3.601

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos R\$ 14.398 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R\$ 7.321 milhões são remunerados a taxas atreladas à taxa CDI e outros índices flutuantes.

Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos passivos líquidos de outros ativos, deixando juros a taxas flutuantes no valor de R\$ 5.250 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 2017 resultaria em uma perda potencial de R\$ 52 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	11.175
Dívida de Taxas pré-fixadas:	
Denominada em moeda estrangeira	3.361
Custos de transação (-)	(91)
Juros pagos	(47)
Total.....	14.398

	Portfólio Total
	Risco de Taxa de Juros
	(em milhões de R\$)
Ativo:	
Caixa e equivalentes de caixa	917
Valores mobiliários.....	1.088
Contas a receber – Renova.....	350
Adiantamento de entrega futura de energia	123
CVA e Outros Componentes Financeiros	369
Créditos da Eletrobrás.....	4
Fundos Vinculados	106
Total.....	2.957
Passivo:	
Venda Antecipada de Energia.....	(188)
CVA e Outros Componentes Financeiros em tarifas	(415)
Adesão ao Plano de Regularização de Créditos Tributários (PRCT)	(283)
Financiamentos	(7.321)
Total do Passivo.....	(8.207)
Total.....	(5.250)

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.	Pessoas 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.	Pessoas 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 2017 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US\$ 5.553 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US\$ 2.379 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

(a) Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Nossa Diretoria Executiva, incluindo o Diretor Presidente e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, avaliaram a eficácia dos nossos controles e procedimentos de divulgação financeira e, embora existam limitações inerentes à eficácia de qualquer sistema de controles, eles são projetados para fornecer uma garantia razoável de que a Companhia atingirá seus objetivos.

Nosso Diretor Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores concluíram que, em 31 dezembro de 2017, os controles e procedimentos para fins financeiros não foram suficientes para assegurar que nossos arquivos e registros divulgados sob a Lei de Mercado de Capitais (Exchange Act) fossem:

- (i) registrados, processados, sumarizados e reportados no período apropriado, conforme determinado pelas regras e regulamentos emitidos pela SEC; e
- (ii) agregados e comunicados à nossa administração, inclusive ao nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, para permitir que as decisões sejam tomadas em tempo hábil.

Com relação a essas deficiências, certos ajustes que foram identificados após o encerramento do processo de encerramento das demonstrações financeiras foram assentados nos registros contábeis, garantindo que as demonstrações contábeis consolidadas apresentem adequadamente nossa situação financeira em 31 de dezembro de 2017 e no exercício findo naquela data.

(b) Relatório Anual dos Administradores sobre Controles Internos relacionados aos Relatórios Financeiros

Nossa Diretoria Executiva, incluindo nosso Diretor-Presidente e nosso Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, é responsável por estabelecer e manter controles internos efetivos sobre relatórios financeiros e avaliar sua eficácia.

Nosso controle interno de relatórios financeiros é um processo projetado para proporcionar uma garantia razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de demonstrações financeiras para fins externos de acordo com as IFRS. Nosso controle interno de relatórios financeiros inclui as políticas e procedimentos que:

- (i) referem-se à manutenção de registros que, em nível razoável de detalhamento, reflitam de maneira precisa e justa as transações e disposições dos ativos da Companhia;
- (ii) proporcionam razoável segurança de que as transações são registradas da forma necessária para possibilitar a elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as IFRS, e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo efetuados exclusivamente em conformidade com as autorizações da administração e dos Diretores da Companhia; e
- (iii) proporcionam uma garantia razoável no que se refere à prevenção ou detecção em tempo hábil no caso de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da Companhia que possam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras.

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 de 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 2017, baseada nos critérios estabelecidos no framework emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission*, ou COSO (framework 2013).

Com base nesses critérios, e devido a fraquezas materiais, descritas abaixo, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros não foram eficazes em 31 de dezembro de 2017, embora essa ineficácia não tenha comprometido as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2017, e do exercício findo naquela data.

Fraquezas Materiais no Controle Interno Sobre Relatórios Financeiros

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 anuais ou intermediárias não seja prevenida ou detectada em tempo hábil.

Controles Gerais de Tecnologia da Informação (ITGC)

Nossa administração identificou deficiências relacionadas aos controles gerais de tecnologia da informação (ITGC) que, quando agregadas, foram classificadas como uma fraqueza material. Consequentemente, controles automatizados em nível de processo e controles manuais que dependiam das informações derivadas de sistemas de TI também foram considerados ineficazes. Além disso, a Companhia tinha controles ineficazes relacionados a programas do usuário final, tais como planilhas eletrônicas, usadas em seus processos de negócios e relatórios financeiros.

Tamanho da amostra

Ausência de uma amostra com tamanho suficiente para testar a eficácia operacional dos controles relevantes antes do encerramento do ano, devido ao fato de que os controles ineficazes testados em um período preliminar foram remediados muito tarde em 2017.

Identificação e Execução de Controles

Ausência de identificação e execução de controles relevantes nos processos de elaboração de relatórios gerenciais e financeiros visando a evitar ou detectar em tempo hábil distorções significativas nas demonstrações financeiras anuais ou em relatórios financeiros intermediários da Companhia.

(c) Planos de Remediação Para as Fraquezas Materiais

A nossa administração está ativamente envolvida na concepção e implementação de esforços de remediação para solucionar as fraquezas materiais identificadas, bem como para identificar riscos em outras áreas. Os esforços de remediação descritos a seguir foram implementados ou estão em processo de implementação e são de responsabilidade da nossa administração.

Controles Gerais de Tecnologia da Informação (ITGC)

Ações já implantadas:

Realizamos ações para remediar as deficiências de controle, incluindo o aprimoramento de procedimentos e a automatização de processos de TI, tais como:

- a) Restringir horários durante o dia de forma a realizar procedimentos de manutenção de sistemas de TI no ambiente de produção;
- b) Formalizar certas configurações no sistema de TI para permitir o acesso e criar registros de alterações; e
- c) Melhorar os controles ao permitir que determinados funcionários acessem os sistemas de TI da empresa.

Ações em andamento:

Nossa administração está em processo de promover as seguintes alterações adicionais nos controles gerais de TI (ITGC) da empresa para lidar com as deficiências identificadas:

- a) Melhoria contínua da qualidade através de orientações, seminários, treinamento de funcionários e suporte aos funcionários responsáveis pelos controles;
- b) Automatizar certos controles internos que atualmente estão sendo executados manualmente, a fim de reduzir o risco de falhas humanas;
- c) Implementar novas ferramentas ao conceder acesso a determinados funcionários nos sistemas de TI da empresa; e
- d) Melhorar a verificação em tempo hábil da matriz ITGC da Companhia, especialmente quando se trata de fazer frente aos riscos relacionados à segregação de funções.

Nossa administração reconhece que as ações tomadas para remediar a fraqueza material representam uma melhoria na mitigação dos riscos e no ambiente de controle do processo de tecnologia da informação.

Tamanho da Amostra, Identificação e Teste de Controles

Ações já implantadas:

- Uma pesquisa com os responsáveis por controles, para entender as percepções e dificuldades que eles têm na execução e gerenciamento dos controles e para obter informações para ações de treinamento, e identificação de oportunidades de melhoria, no ambiente de controles internos da Companhia; e
- Realizar visitas a empresas listadas na SEC, a fim de entender melhor as melhores práticas em relação ao controle interno de relatórios financeiros.

Ações em andamento:

- Desenvolver e dar treinamento adicional à administração, aos responsáveis pelos controles, aos profissionais envolvidos com a contabilização de transações incomuns e complexas e a outras pessoas cruciais envolvidas no controle interno de relatórios financeiros;
- Revisão da matriz de controle da Companhia;
- Aumento de nossa equipe de contabilidade e de relatórios financeiros;
- Contratar serviços de assessoramento especializado de consultores externos para nos dar suporte na análise de novos pronunciamentos contábeis e transações incomuns e complexas, quando necessário;
- Identificação e teste de controles automatizados;
- Expandir o envolvimento do departamento de compliance e gestão de riscos em questões relacionadas ao controle interno de relatórios financeiros; e
- Estabelecer uma reunião trimestral para a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal para a discussão de assuntos relacionados ao controle interno de relatórios financeiros, centrando o foco em tópicos relacionados ao progresso do plano de remediação e ao status dos testes de controle.

(d) Relatório Certificado dos Auditores Independentes Públicos Registrados

A efetividade de nosso controle interno sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2017 foi auditada pela Ernst & Young Auditores Independentes S.S., 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 2017.



Edifício Phelps Offices Towers
 Rua Antônio de Albuquerque, 156
 11º andar - Savassi
 30112-010 - Belo Horizonte - MG - Brasil
 Tel: +55 (31) 3232-2100
 Fax: +55 (31) 3232-2106
 ey.com.br

RELATÓRIO DA EMPRESA DE AUDITORIA INDEPENDENTE PÚBLICA REGISTRADA

Aos Acionistas e ao Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Opinião sobre o Controle Interno sobre os Relatórios Financeiros

Examinamos o controle interno da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG sobre os relatórios financeiros de 31 de dezembro de 2017, com base nos critérios estabelecidos no Arcabouço Integrado de Controle Interno - emitido pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) (“framework” 2013) (os critérios do COSO). Em nossa opinião, devido ao efeito das fraquezas materiais descritas abaixo referentes ao atingimento dos objetivos dos critérios de controle, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (a Companhia) não manteve controle interno efetivo sobre a prestação de informações financeiras de 31 de dezembro de 2017, nos termos dos critérios do COSO.

Uma fraqueza material é uma deficiência, ou a 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 anuais ou intermediárias não seja prevenida ou detectada em tempo hábil. As seguintes fraquezas materiais foram identificadas e incluídas na avaliação da administração. A administração identificou fraquezas materiais relacionadas a (i) controles gerais de tecnologia da informação (ITGC), que também afetaram a avaliação da eficácia de controles de processos de negócios automatizados e dependentes de TI e aplicativos de computação referentes ao usuário final; (ii) tamanho de amostra testada insuficiente para proporcionar evidência bastante em relação à eficácia operacional dos controles relevantes; e (iii) ausência de identificação e execução de controles relevantes suficientes nos processos de prestação de informações financeiras e de negócios de forma a atender plenamente as exigências dos critérios do COSO.

Examinamos, também, em conformidade com as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade de Empresas de Capital Aberto (Public Company Accounting Oversight Board – PCAOB) dos Estados Unidos, o balanço patrimonial consolidado da Companhia em 31 de dezembro de 2017, as respectivas demonstrações do resultado do exercício consolidado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as correspondentes notas explicativas. Essas fraquezas materiais foram consideradas na averiguação da natureza, das datas e durações e da extensão dos testes de auditoria aplicados em nossa auditoria das demonstrações financeiras consolidadas de 2017, e este relatório não afeta nosso relatório datado de 7 de maio de 2018, que expressou sua opinião sem ressalvas.

Base para Opinião

A administração da Companhia é responsável por manter um controle interno eficaz sobre a prestação de informações financeiras e por avaliar a eficácia do controle interno sobre informações financeiras incluídas no Relatório Anual da Administração sobre Controle Interno de Relatórios Financeiros. Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre o controle interno da Companhia sobre a prestação de informações financeiras com base em nossa auditoria. Somos uma firma de auditoria registrada no PCAOB e somos obrigados a ser independentes em relação à Companhia de acordo com as leis federais de valores mobiliários dos EUA e com as regras e regulamentações aplicáveis da Securities and Exchange Commission e do PCAOB.

Conduzimos nossa auditoria de acordo com as normas do PCAOB. Essas normas exigem que planejem e executemos a auditoria de forma a obter uma garantia razoável sobre ter sido mantido um controle interno eficaz sobre a prestação de informações financeiras em todos os aspectos relevantes.

Nossa auditoria incluiu a obtenção de um entendimento do controle interno sobre a prestação de informações financeiras, a avaliação do risco de que existe uma fraqueza relevante, o teste e a avaliação do projeto e da eficácia operacional do controle interno com base no risco avaliado e a realização de outros procedimentos que considerarmos necessários nessas circunstâncias. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Definição e Limitações do Controle Interno de Relatórios Financeiros

O controle interno de relatórios financeiros de uma empresa é um processo projetado para proporcionar garantia razoável no que se refere à confiabilidade dos relatórios financeiros e à elaboração das demonstrações financeiras para fins externos, de acordo com os princípios contábeis amplamente aceitos. O controle interno de relatórios financeiros de uma empresa inclui as políticas e procedimentos que (1) dizem respeito à manutenção de registros que, em nível razoável de detalhamento, refletem de forma precisa e justa as transações e disposições dos ativos da companhia; (2) proporcionam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações contábeis da forma necessária para possibilitar a elaboração de demonstrações financeiras em conformidade com os princípios contábeis amplamente aceitos,

e que os recebimentos e gastos da companhia estão sendo efetuados somente com autorizações da administração e diretores da companhia; e (3) proporcionam uma garantia razoável no que se refere à prevenção ou detecção em tempo hábil no caso de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da companhia que possam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras.

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 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.

/s/ Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
Belo Horizonte, Brasil
7 de maio de 2018

(e) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Durante o período coberto por este Formulário 20-F, não fizemos nenhuma alteração relevante em nosso controle interno sobre relatórios financeiros, a não ser as ações que já foram implementadas e as ações que estão atualmente em andamento, conforme descrito no tópico (c) acima.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como Comitê de Auditoria para os fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Nosso Conselho Fiscal atua como 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. O perito financeiro de nosso Conselho Fiscal é o Sr. Ronaldo Dias, 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 funcionários. 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

A Ernst & Young Auditores Independentes atuou como nossa firma independente de contabilidade no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes atuou como nossa firma de contabilidade independente nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2016.

As taxas pelos serviços profissionais prestados pelos nossos auditores independentes em cada um dos três últimos exercícios sociais, em cada uma das seguintes categorias são:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
	(milhares de reais)		
Honorários de auditoria	5.053	1.570	1.551
Honorários por serviços relacionados à auditoria	845	-	-
Honorários fiscais	758	82	78
Total de honorários.....	6.656	1.652	1.629

Os honorários de auditoria incluem a auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e controle interno sobre relatórios financeiros, as revisões trimestrais de nossas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas, as revisões legais das nossas subsidiárias e certas auditorias regulatórias.

Honorários relacionados à auditoria incluem serviços relacionados à emissão de carta de conforto em conexão com nossa oferta de Eurobonds.

Honorários fiscais referem-se a determinados serviços de conformidade fiscal.

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. Todas as taxas mencionadas acima foram pré-aprovadas pelo Conselho de Administração e pelo Conselho Fiscal.

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

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes foi nomeada para atuar como nossa empresa de auditoria independente para auditar nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2016. De acordo com os regulamentos da CVM, as empresas de capital aberto brasileiras são obrigadas a revezar sua empresa de auditoria pública independente a cada cinco anos. Devido às limitações estabelecidas nesse regulamento, não buscamos renovar o contrato da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes quando este expirou e a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes não poderia tentar ser escolhida novamente.

Os relatórios da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre nossas demonstrações financeiras para cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2016 não continham opinião adversa ou abstenção de opinião, nem ressalvas ou modificações quanto ao escopo da auditoria ou princípios contábeis e incluíram parágrafos explicativos relacionados aos seguintes assuntos: (i) o fato de a Companhia ter questionado judicialmente a renovação de contratos de concessão relativos a determinadas usinas hidrelétricas, que expiraram entre 2013 e 2016, e (ii) a existência de incerteza relevante sobre a Renova Energia S.A. Controlada em conjunto, que pode lançar dúvidas significativas sobre sua capacidade de continuar sendo uma preocupação existente. Além disso, conforme incluído no formulário 20-F de 2016, o relatório acima mencionado da empresa de auditoria independente das nossas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 incluiu um parágrafo explicativo relacionado a mudanças na política contábil adotada pela Companhia referente à classificação dos ajustes nos fluxos de caixa esperados relacionados aos ativos financeiros da concessão. Além disso, o relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre nossos controles internos sobre prestação de informações financeiras em 31 de dezembro de 2016 expressou uma opinião adversa sobre sua eficácia, devido ao efeito da fraqueza material em relação a um nível considerável de subjetividade e julgamento aplicado em transações contábeis complexas e incomuns, aumentando o risco de falha no controle interno. Nesse sentido, foi identificada uma consideração insuficiente da avaliação de todas as principais premissas relevantes e outros dados utilizados na análise, o que resultou em uma conclusão incorreta sobre certas transações.

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2016, não houve divergências, dirimidas ou não, com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, sobre qualquer questão relativa a princípios ou práticas contábeis, divulgação de demonstrações financeiras ou escopo de procedimentos de auditoria, divergências que se não resolvidas de maneira satisfatória para a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, teriam levado a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes a fazer referência ao objeto da divergência no âmbito dos seus relatórios de auditoria para tais

exercícios fiscais. Solicitamos à Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes que nos forneça uma carta dirigida à SEC informando se concorda ou não com as declarações acima. Uma cópia desta carta está protocolada como Anexo 16.1 deste Formulário 20-F.

Em 17 de julho de 2017, celebramos o contrato com a nova empresa de auditoria, Ernst & Young Auditores Independentes S.S., que foi a vencedora do processo de licitação, e passou a atuar como nossa empresa de auditoria independente com relação à auditoria das nossas demonstrações trimestrais referentes ao segundo trimestre de 2017. Não consultamos a Ernst & Young Auditores Independentes S.S. durante nossos dois exercícios fiscais mais recentes nem em qualquer período intermediário subsequente quanto à aplicação dos princípios contábeis em uma transação em particular, concluída ou proposta, ao tipo de opinião de auditoria que pode ser emitida em nossas demonstrações financeiras ou qualquer assunto que tenha sido objeto de uma divergência (nos termos definidos no Item 16F do Formulário 20-F) ou um evento a ser notificado (nos termos definidos no Item 16F do Formulário 20-F). A mudança de auditores foi aprovada pelo Conselho de Administração e pelo Conselho Fiscal.

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 B3.

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.
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	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não é obrigada a cumprir a exigência de comitê de

Seção	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emittentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
	conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	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 <i>Securities Exchange Act</i> 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 a 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 B3, 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.

20-F: As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual na forma do Formulário

- Relatório da Ernst & Young Auditores Independentes em 31 de dezembro de 2017;
- Relatório da *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes* em 31 de dezembro de 2016 e nos exercícios findos em dezembro de 2016 e 2015;
- Parecer da Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes da Madeira Energia S.A., ou MESA para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016;
- Parecer da Pricewaterhouse Coopers Auditores Independentes da Norte Energia S.A., ou NESA, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e 2016;
- Demonstração da Situação Financeira Consolidada Auditada em 31 de dezembro de 2017 e 2016;
- Demonstração Consolidada dos Resultados Auditados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015;
- Demonstração Consolidada do Resultado Abrangente, Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015;
- Demonstração Consolidada das Mutações do Patrimônio Líquido Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015;
- Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015; 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 23 de abril de 2018.
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 demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência ao 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)).
2.5	O montante total de títulos de dívida de longo prazo da CEMIG e suas subsidiárias sob qualquer instrumento não excede 10,0% de nossos ativos totais em uma base consolidada. Concordamos em fornecer cópias de instrumentos definindo os direitos de certos detentores de dívida de longo prazo à Comissão de Valores Mobiliários (U.S. Securities and Exchange Commission), mediante solicitação.
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, 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, 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, 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, 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)).

Anexo Número	Documento
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 3ª 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 3ª 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 nº 002/1997 – DNAEE, 003/1997 – DNAEE, 004/1997 – DNAEE e 005/1997 – DNAEE, datado em 21 de dezembro de 2015, entre a República Federativa do Brasil e nós, relacionados ao serviço de distribuição de energia (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 nº 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 entre o Ministério de Minas e Energia e a CEMIG GT.

Anexo Número	Documento
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 Form 6-K para o mês de setembro de 2016 (Processo nº 1-15224)).
12.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 7 de maio de 2018.
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 7 de maio de 2018.
13.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 7 de maio de 2018.
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 7 de maio de 2018.
16.1	Carta da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes à SEC, datada de 07 de maio de 2018, relativa à mudança da empresa de auditoria independente pública registrada.

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: 7 de maio de 2018

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: /s/ **Maura Galuppo Botelho Martins**
Maura Galuppo Botelho Martins
Diretor Interino de Finanças e Relações com Investidores

Data: 7 de maio de 2018

Índice Anexo

Anexo Número	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 23 de abril de 2018.
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 ao 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)).
2.5	O montante total de títulos de dívida de longo prazo da CEMIG e suas subsidiárias sob qualquer instrumento não excede 10,0% de nossos ativos totais em uma base consolidada. Concordamos em fornecer cópias de instrumentos definindo os direitos de certos detentores de dívida de longo prazo à Comissão de Valores Mobiliários (U.S. Securities and Exchange Commission), mediante solicitação.
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, 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, 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, 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, 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)).

Anexo Número	Documento
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)).
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 Quirografia 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)).
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 3ª 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 3ª 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 nº 002/1997 – DNAEE, 003/1997 – DNAEE, 004/1997 – DNAEE e 005/1997 – DNAEE, datado em 21 de dezembro de 2015, entre a República Federativa do Brasil e nós, relacionados ao serviço de distribuição de energia (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 nº 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 entre o 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 Form 6-K para o mês de setembro de 2016 (Processo nº 1-15224)).
12.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 7 de maio de 2018.
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 7 de maio de 2018.

Anexo Número	Documento
13.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 7 de maio de 2018.
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 7 de maio de 2018.
16.1	Carta da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes à SEC, datada de 07 de maio de 2018, relativa à mudança da empresa de auditoria independente pública registrada.

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: 7 de maio de 2018

Anexo 12.2

ATESTADO

Eu, Maura Galuppo Botelho Martins, atesto:

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.

/s/ Maura Galuppo Botelho Martins

Nome: Maura Galuppo Botelho Martins
Cargo: Diretora Interina de Finanças e Relações com Investidores

Data: 7 de maio de 2018

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 2017, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission*) 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

Data: 7 de maio de 2018

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 2017, conforme submetido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*U.S. Securities and Exchange Commission*) na data de assinatura deste documento (o "Relatório"), eu, Maura Galuppo Botelho Martins, Diretora 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: /s/ Maura Galuppo Botelho Martins

Nome: Maura Galuppo Botelho Martins

Cargo: Diretora Interina de Finanças e Relações com Investidores

Data: 7 de maio de 2018

Anexo 16.1

7 de maio de 2018

Securities and Exchange Commission
100 F Street, N.E.
Washington, D.C. 20549-7561
Estados Unidos da América

Prezados Senhores/Senhora:

Lemos o Item 16F do Relatório Anual da Companhia Energética de Minas Gerais no Formulário 20-F para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (o “Relatório Anual”), e temos os seguintes comentários:

1. Concordamos com as declarações feitas no primeiro, segundo e terceiro parágrafos do Item 16F do Relatório Anual.
2. Não temos base para concordar ou discordar com a declaração feita no quarto parágrafo do Item 16F do Relatório Anual.

Sinceramente,

/s/ DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes