

**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 OF 1934
Para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2020

ou

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

ou

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

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

Número de Registro na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

(Razão Social do requerente conforme especificado no seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS

(Tradução para o inglês da Razão Social do requerente)

BRASIL

(Jurisdição de constituição ou organização)

Avenida Barbacena, 1200; Belo Horizonte/MG, Brasil CEP 30190-131

(Endereço da sede)

Leonardo George de Magalhães

Diretor de Finanças e Relações com Investidores

ri@CEMIG.com.br – +55 (31) 3506-5024

Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, MG, Brasil CEP 30190-131

(Nome, telefone, e-mail e/ou fax e endereço da pessoa de contato da empresa)

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

<u>Título de cada classe:</u>	<u>Símbolo (s)</u>	<u>Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:</u>
Ações Preferenciais, valor nominal de R\$ 5,00	CIG	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
American Depositary Shares, cada uma representando 1 Ação Preferencial, sem valor nominal		Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Ordinárias, valor nominal de R\$ 5,00	CIG.C	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
American Depositary Shares, cada uma representando 1 ação ordinária, sem valor nominal		Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não para comercialização, mas apenas em relação ao registro de American Depositary Shares ('ADSs'), conforme os requisitos da Comissão de Valores Mobiliários (*Securities and Exchange Commission*) dos Estados Unidos.

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 emitente no fim do período coberto pelo relatório anual era:

566.036.634	Ações Ordinárias
1.127.325.434	Ações Preferenciais

Assinalar com um se o requerente é um reconhecido emissor de considerável experiência, conforme definido na Regra 405 da *Securities Act* (Lei de Valores Mobiliários) dos EUA.

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 *Securities Exchange Act* (Lei de Mercado de Capitais)(o ‘*Exchange Act*’) 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 *Securities Exchange Act* 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 todos os Arquivos de Dados Interativos que devem ser apresentados 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 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 “large accelerated filer” na Regra 12b-2 da *Exchange Act*. (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 as normas 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 *Exchange Act*.

* O termo “norma de contabilidade financeira nova ou revisada” refere-se a qualquer atualização publicada pelo Conselho de Normas de Contabilidade Financeira (*Financial Accounting Standards Board – FASB*) para a sua Codificação de Normas de Contabilidade (*Accounting Standards Codification – ASC*) depois de 5 de abril de 2012.

Assinalar com um se o requerente apresentou um relatório e um certificado para a avaliação da sua gestão da eficácia do seu controle interno sobre elaboração de relatórios financeiros nos termos da Seção 404(b) da Lei Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262(b)) pela firma de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu o seu relatório de auditoria.

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 (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo Conselho de Normas Contábeis Internacionais Outra
(*International Accounting Standards Board – IASB*)

Se “Outra” tiver sido assinalado em resposta à pergunta anterior, assinalar com qual o item na demonstração financeira que o requerente optou por adotar.

Item 17 Item 18

Se este for um relatório anual, assinalar com se o requerente é uma *shell company*, conforme definido na Regra 12b-2 da *Exchange Act*.

Sim Não

ÍNDICE

PARTE I

Item 1.	Identity of Directors, Senior Management and Advisers	7
Item 2.	Offer Statistics and Expected Timetable.....	7
Item 3.	Key Information.....	7
Item 4.	Information on the Company	12
Item 4A.	Unresolved Staff Comments	90
Item 5.	Operating and Financial Review and Prospects.....	90
Item 6.	Directors, Senior Managers and Employees	126
Item 7.	Major shareholders and related party transactions.....	136
Item 8.	Financial Information.....	138
Item 9.	Offer and Listing Details.....	146
Item 10.	Additional Information	151
Item 11.	Quantitative and Qualitative Disclosures about Market Risk	170
Item 12.	Description of Securities Other than Equity Securities.....	172

PART II

Item 13.	Defaults, Dividend Arrears and Delinquencies.....	174
Item 14.	Material Modifications to the Rights of Security Holders and Use of Proceeds	174
Item 15.	Controls and procedures.....	174
Item 16A.	Financial Specialist of the Audit Committee	178
Item 16B.	Code of Ethics.....	178
Item 16C.	Principal Accountant Fees and Services	179
Item 16D.	Exemptions from the Listing Standards for Audit Committees	179
Item 16E.	Purchases of Equity Securities by the Issuer and Affiliated Purchasers	180
Item 16F.	Change in Registrant's Certifying Accountant	180
Item 16G.	Corporate Governance	180
Item 16H.	Mine Safety Disclosure.....	181
Item 17.	Financial Statements	181
Item 18.	Financial Statements	181
Item 19.	Exhibits	182

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A **Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG** é uma sociedade de capital misto controlada pelo estado (*sociedade por ações, de economia mista*), organizada segundo as leis da República Federativa do Brasil (“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 ao “Real”, “Reais” ou “R\$ ” são ao Real brasileiro (singular) ou no plural (“Reais”), a moeda oficial do Brasil. As referências a “dólares americanos”, “dólares” ou “US\$” são para dólares dos Estados Unidos da América.

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 (“IFRS”), emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (“IASB”). Para fins deste relatório anual, preparamos as demonstrações consolidadas em conformidade com IFRS, tal como emitidas pelo IASB. Nossas demonstrações financeiras consolidadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 e o saldo inicial em 1 de janeiro de 2019 foram reapresentadas para refletir a mudança na política contábil divulgada na Nota 2.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais.

Ernst & Young Auditores Independentes S.S. (“EY”) auditou o balanço consolidado da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG em 31 de dezembro de 2020 e 2019, as demonstrações de resultados relacionadas, e as demonstrações de resultados abrangentes, de mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, referentes a cada um dos três anos do período findo em 31 de dezembro de 2020. Os balanços consolidados da Madeira Energia S.A. em 31 de dezembro de 2020 e 2019, e a demonstração do resultado consolidada relacionada, dos resultados (prejuízo) abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos três anos no período findo em 31 de dezembro de 2020 foram auditados pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (“PWC”), cujo relatório correspondente a esta demonstração financeira foi apresentado à EY e são a única base para a opinião da EY sobre as demonstrações financeiras da Madeira Energia SA, que é um investimento significativo da Companhia contabilizado pelo método de equivalência patrimonial.

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\$ 5,1935 para US\$1, como certificada, para fins alfandegários, pelo Banco Central (*Federal Reserve Board*) dos EUA, em 31 de dezembro de 2020. Veja a seção *Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio* para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em Reais, ou que os Reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas neste relatório anual sobre a nossa posição no mercado são, salvo indicação em contrário, apresentadas para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2020. São baseadas em, ou derivadas de relatórios emitidos pela agência reguladora brasileira para o setor de eletricidade – ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (‘CCEE’).

Certos termos são definidos na ocasião 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-horas, respectivamente; as referências a “MW” e “MWh” constituem referência a megawatts e megawatt-horas, 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 nossas 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; 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 4. Informações sobre a Companhia*”, “*Item 5. Informações Relevantes*”, “*Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras*” e no “*Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado*”. Baseamos essas declarações e expectativas futuras em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Essas declarações e expectativas futuras estão sujeitas a riscos, incertezas e suposições, inclusive, entre outras coisas:

- A conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente no Brasil, no Estado de Minas Gerais (‘Minas Gerais’), bem como em outros estados do Brasil;
- Inflação e variações no câmbio e em taxa de juros;
- Aumento dos custos dos projetos, e atrasos, ou falta de conclusão bem-sucedida, de projetos;
- Falha das instalações operarem ou gerarem receitas de acordo com as nossas expectativas;
- 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 do Brasil, ao qual nos referimos como ‘Governo Federal’;
- Andamento de investigações anticorrupção de destaque no Brasil;
- Nossas expectativas e estimativas referentes a desempenho financeiro futuro e planos de financiamento;
- Nosso nível, ou perfil de vencimento, de endividamento;
- Nossa capacidade de cumprir cláusulas restritivas financeiras;
- A probabilidade de recebermos pagamento relativo a contas a receber;
- Nossos planos de investimentos de capital;
- Nossa capacidade de implementar nosso programa de desinvestimento;
- Falha de, ou ataques por ‘*hacking*’ à, nossa infraestrutura e/ou sistemas operacional e/ou de segurança;
- Nossa capacidade de renovar nossas concessões, alvarás e licenças em condições tão favoráveis como aquelas que hoje estão em vigor, ou simplesmente ausência desta capacidade;
- Nossa habilidade para integrar as operações das companhias que adquirimos e que podemos vir a adquirir;
- Alterações de volumes e padrões de uso de energia 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;
- Alterações das chuvas e níveis de água 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;
- Impactos da pandemia global de Covid-19 sobre os nossos negócios e sobre os nossos resultados operacionais, nossa condição financeira e fluxos de caixa e sobre nossa capacidade de implementar medidas oportunas e eficientes para lidar com esses impactos; e
- Outros fatores de risco apresentados no *Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco*.

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 como descritas. Nossos resultados e desempenho atuais podem 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

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas preparadas de acordo com a IFRS nas datas e para cada um dos períodos indicados. 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 na *Seção Apresentação das Informações Financeiras*.

As informações financeiras consolidadas selecionadas de 31 de dezembro de 2020 e de 2019, e referentes a cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, de 2019 e de 2018, preparadas de acordo com a 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 norte-americanos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. As informações financeiras consolidadas selecionadas em 31 de dezembro de 2018, de 2017 e de 2016 e para cada um dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 foram extraídas de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas não incluídas neste relatório anual no Formulário 20-F, as quais não foram reapresentadas para refletir a alteração na política de contabilidade.

Dados das Demonstrações Consolidadas do Resultado

Exercício findo em 31 de dezembro,	2020	2020	2019 (4)(5)	2018 (3)(5)	2017 (6)	2016 (6)
	(em milhões de US\$) (1)	(em milhões de R\$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)	(Reapresentada)	(Reapresentada)		
RECEITA LÍQUIDA	4.858	25.228	25.486	22.299	21.712	18.773
Custos e despesas operacionais						
Energia comprada para revenda.....	(2.332)	(12.111)	(11.286)	(11.084)	(10.919)	(8.273)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(337)	(1.748)	(1.426)	(1.479)	(1.174)	(947)
Depreciação e amortização	(190)	(989)	(958)	(835)	(850)	(834)
Pessoal.....	(246)	(1.276)	(1.272)	(1.410)	(1.627)	(1.643)
Gás comprado para revenda.....	(209)	(1.083)	(1.436)	(1.238)	(1.071)	(877)
Serviços terceirizados	(244)	(1.265)	(1.239)	(1.087)	(974)	(867)
Obrigações pós-emprego	(84)	(438)	(408)	(337)	229	(345)
Materiais.....	(15)	(79)	(91)	(104)	(61)	(58)
Provisões (reversões) para perdas operacionais.....	(81)	(423)	(2.401)	(467)	(854)	(704)
Participação dos funcionários e administradores nos lucros ...	(27)	(142)	(263)	(77)	(5)	(7)
Custos de construção de infraestrutura	(304)	(1.581)	(1.200)	(897)	(1.119)	(1.193)
Outras despesas operacionais, líquidas	(57)	(297)	(494)	(405)	(393)	(155)
Total das despesas e custos operacionais	(4.127)	(21.432)	(22.474)	(19.420)	(18.818)	(15.903)
Revisão Tarifária Periódica, líquida	97	502	–	–	–	–
Equivalência Patrimonial.....	69	357	125	(104)	(252)	(302)
Dividendos declarados por investida classificada como mantida para venda.....	–	–	73	–	–	–

Exercício findo em 31 de dezembro,	2020	2020	2019 (4)(5)	2018 (3)(5)	2017 (6)	2016 (6)
	(em milhões de US\$) (1)	(em milhões de R\$, exceto por informações referentes à ação/ADS ou se indicado de outra forma)	(Reapresentada)	(Reapresentada)		
Remensuração de participação previamente detida em subsidiárias adquiridas.....	–	–	–	(119)	–	–
Perda por redução ao valor recuperável – Investimentos.....	–	–	–	(127)	–	(763)
Resultado de combinação de negócios	10	51	–	–	–	–
Resultado operacional antes do resultado financeiro e impostos	906	4.706	3.210	2.529	2.642	1.805
Receita (despesas) financeira, líquida.....	(174)	(906)	1.358	(518)	(996)	(1.437)
Resultado antes dos impostos (IR e CSLL)	732	3.800	4.570	2.011	1.646	368
Despesa de Imposto de Renda	(180)	(936)	(1.600)	(599)	(644)	(34)
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade.....	552	2.864	2.970	1.379	1.002	334
Lucro líquido após impostos proveniente de operações descontinuadas.....	–	–	224	363	–	–
Resultado do exercício.....	552	2.864	3.195	1.742	1.002	334
Participação de acionista não controlador:						
Participação de acionista não controlador proveniente de operações em continuidade.....	–	(1)	(1)	(1)	(1)	–
Participações de não controladores proveniente de operações descontinuadas.....	–	–	–	(41)	–	–
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da controladora	551	2.863	3.194	1.700	1.001	334
Resultado do exercício.....	552	2.864	3.195	1.742	1.002	334
Outros resultados (prejuízos) abrangentes	(1)	(7)	(1.055)	(463)	(302)	(553)
Resultados abrangentes do exercício.....	550	2.857	2.139	1.279	700	(219)
Lucro básico:						
Por ação ordinária (7)	0,33	1,69	1,89	1,02	0,37	0,10
Por ação preferencial (7)	0,33	1,69	1,89	1,02	0,84	0,35
Por ADS de ação ordinária (7)	0,33	1,69	1,75	0,83	0,37	0,10
Por ADS de ação preferencial (7)	0,33	1,69	1,75	0,83	0,84	0,35
Lucro diluído:						
Por ação ordinária (7)	0,33	1,69	1,89	1,02	0,37	0,07
Por ação preferencial (7)	0,33	1,69	1,89	1,02	0,84	0,32
Por ADS de ação ordinária (7)	0,33	1,69	1,75	0,83	0,37	0,07
Por ADS de ação preferencial (7)	0,33	1,69	1,75	0,83	0,84	0,32

Dados do Balanço Patrimonial

Exercício findo em 31 de dezembro,	2020		2019 (4)(5)	2018 (3)(5)	2017 (6)	2016 (6)
	(em milhões de US\$) (1)		(Reapresentada)	(Reapresentada)		
Ativo						
Ativos classificados como mantidos para venda.....	242	1.258	1.258	19.446	–	–
Outros ativos circulantes	2.734	14.198	9.096	8.520	8.537	8.285
Total do ativo circulante	2.976	15.456	10.354	27.966	8.537	8.285
Ativo imobilizado, líquido.....	463	2.407	2.450	2.662	2.762	3.775
Ativo intangível.....	2.274	11.810	11.624	10.777	11.156	10.820
Ativos financeiros da concessão.....	731	3.799	3.759	3.812	6.605	4.971
Outros ativos.....	3.969	20.611	22.339	15.122	13.180	14.185
Total do ativo	10.414	54.083	50.526	60.339	42.240	42.036
Passivo						
Financiamentos e debêntures, circulantes.....	396	2.059	2.747	2.198	2.371	4.837
Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda	–	–	–	16.272	–	–
Outros passivos circulantes.....	1.469	7.631	5.218	4.967	6.292	6.610
Total passivo circulante.....	1.866	9.690	7.965	23.437	8.663	11.447
Financiamentos e debêntures não circulantes	2.496	12.961	12.030	12.574	12.027	10.342
Obrigações pós-emprego não circulantes	1.259	6.538	6.421	4.736	3.954	4.043
Outros passivos não circulantes.....	1.428	7.416	8.007	3.507	3.266	3.270
Total do passivo de longo prazo.....	5.183	26.915	26.458	20.817	19.247	17.655
Capital social.....	1.462	7.594	7.294	7.294	6.294	6.294
Reservas de capital	433	2.250	2.250	2.250	1.925	1.925
Reserva de lucros.....	1.937	10.061	8.750	6.362	5.729	5.200
Ajustes de avaliação patrimonial	(468)	(2.431)	(2.407)	(1.327)	(837)	(489)
Subscrição de ações a capitalizar.....	–	–	–	–	1.215	–
Lucros retidos	–	–	212	146	–	–
Patrimônio atribuível a participações não controladoras	1	4	4	1.360	4	4
Total do patrimônio líquido	3.365	17.478	16.103	16.085	14.330	12.934
Total do passivo e patrimônio líquido	10.414	54.083	50.526	60.339	42.240	42.036

Outros dados

	2020	2019	2018	2017	2016
Ações em circulação – básico:					
Ordinárias	566.036.634	566.036.634	566.036.634	487.614.144	420.764.639
Preferenciais	1.127.325.434	1.127.325.434	1.127.325.434	970.577.739	837.516.297
Dividendos por ação:					
Ordinárias	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,03	–
Preferenciais	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,50	R\$ 0,50
Dividendos por ADS ordinária	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,03	–
Dividendos por ADS preferencial	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,50	R\$ 0,50
Dividendos por ação: (2)					
Ordinárias	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,01	–
Preferenciais	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,15
Dividendos por ADS ordinária	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,01	–
Dividendos por ADS preferencial.....	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,15
Ações em circulação – diluído					
Ordinárias	566.036.634	566.036.634	566.036.634	487.614.144	420.764.639
Preferenciais	1.127.325.434	1.127.325.434	1.127.325.434	970.577.739	837.516.297
Dividendos por ação – diluído:					
Ordinárias	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,03	–
Preferenciais	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,50	R\$ 0,50
Dividendos por ADS ordinária – diluído	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,03	–
Dividendos por ADS preferencial – diluído	R\$ 0,99	R\$ 0,52	R\$ 0,59	R\$ 0,50	R\$ 0,50
Dividendos por ação – diluído: (2)					
Ordinárias	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,01	–
Preferenciais	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,15
Dividendos por ADS ordinária – diluído	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,01	–
Dividendos por ADS preferencial – diluído	US\$0,19	US\$0,13	US\$0,15	US\$0,15	US\$0,15

(1) Convertido à taxa de câmbio de US\$1 para R\$ 5,1935, em 31 de dezembro de 2020. 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) Em 1 de janeiro de 2018, adotamos as normas IFRS 9 e IFRS 15. Uma vez que usamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar essas normas, não rerepresentamos nossas demonstrações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016.

(4) Em 1 de janeiro de 2019, adotamos as normas IFRS 16. Uma vez que usamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar essas normas, não rerepresentamos nossas demonstrações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017 e 2016.

(5) Os dados dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram rerepresentados para refletir a aplicação retrospectiva de uma mudança em uma política contábil, conforme descrito na Nota 2.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(6) Não rerepresentamos os dados de 2017 e 2016 para refletir a aplicação retrospectiva de uma mudança em uma política contábil, conforme descrito na Nota 2.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(7) Referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2019 e 2020 foram incluídas novas ações emitidas através de aumento de capital em 30 de abril de 2021. Veja *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 ('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 a 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 às 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 medidas não serão aplicadas pelo Governo Federal no futuro que poderiam nos impedir de efetuar pagamentos 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			
	Baixa	Alta	Média	Encerramento de período
2016.....	3,1142	4,1299	3,4839	3,2532
2017.....	3,0557	3,3823	3,1916	3,3121
2018.....	3,1470	4,2016	3,6513	3,8804
2019.....	3,6501	4,2594	3,9440	4,0190
2020.....	4,0378	5,9204	5,1587	5,1935

Mês	Reais por US\$1,00			
	Baixa	Alta	Média	Encerramento de período
Outubro de 2020.....	5,5220	5,7790	5,6253	5,7588
Novembro de 2020.....	5,3069	5,7425	5,4482	5,3785
Dezembro de 2020.....	5,0538	5,3016	5,1447	5,1935
Janeiro de 2021.....	5,2304	5,4809	5,3673	5,4479
Fevereiro de 2021.....	5,3153	5,5724	5,4132	5,5724
Março de 2021.....	5,4750	5,8084	5,6351	5,6590
Abril de 2021 (até 27 de abril de 2021 inclusive) ...	5,4971	5,7075	5,6144	5,5011

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

A pandemia da Covid-19 e seus possíveis impactos podem afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A Companhia acompanha e monitora os impactos da pandemia relativa a Covid-19 no ambiente macroeconômico brasileiro e mais especificamente em seus negócios e mercado de atuação, definindo ações que permitam manter a sustentabilidade das suas operações e mitigação dos impactos econômico-financeiros, bem como a proteção da saúde de seus empregados. A Companhia criou o *Comitê Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus*, em março de 2020, para garantir sua disponibilidade para tomar decisões à luz da situação de rápida mudança, que se tornou mais abrangente, complexa e sistêmica. Diversas medidas foram tomadas para proteger a liquidez da Companhia, tais como contenção de investimentos e redução de despesas, pagamento de apenas dividendos mínimos obrigatórios aos acionistas e diferimento de dividendos e juros sobre capital próprio até o final de 2020 bem como a negociação de contratos com seus clientes no mercado livre.

Para fazer frente à redução de receitas decorrentes da crise econômica, medidas de apoio ao setor foram implementadas pelo Poder Concedente e regulamentadas pela ANEEL, com o objetivo de garantir que as empresas mantenham a liquidez adequada e possam cumprir os contratos na cadeia de suprimentos do setor elétrico. Tal cenário trouxe a necessidade de reavaliação interna pela Companhia de seu Programa de Investimentos, e revisão do orçamento de receitas e despesas, além de alteração de premissas utilizadas para cálculo de valor justo e recuperável de determinados ativos financeiros e não financeiros. Entre as medidas implementadas pela ANEEL com maior impacto financeiro sobre nós está a criação da ‘Conta Covid’, de 18 de maio de 2020, visando apoiar o setor de distribuição de energia, sendo a interface com o cliente a base do fluxo financeiro do setor de energia, com vistas à cobertura do déficit de receita/fluxo de caixa dos agentes de distribuição ou à antecipação de recebíveis do setor. A ‘Conta Covid’ aumentou o fluxo de caixa da CEMIG D em R\$ 1,4 bilhão em 2020, permitindo à Companhia honrar suas obrigações financeiras, apesar da redução de receita resultante da crise econômica.

Foi observada uma queda de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) de aproximadamente 1,5% em 2020, de 2019, com a recuperação gradativa a partir desse período. Os efeitos para a Companhia no mercado de energia também foram observados em escala similar à dos efeitos sobre o País com a consequente diminuição do seu faturamento.

O período mais crítico da pandemia até o momento no que se refere ao abastecimento de energia no Brasil ocorreu no segundo e no terceiro trimestres de 2020. A Companhia não pode prever a duração de tais efeitos sobre a condição econômica decorrente do isolamento social, nem seus impactos futuros no seu mercado nem sobre a receita, nem a eficácia das ações em curso que estão sendo implementadas pelo governo federal, tais como o início do programa de vacinação da população, nem a mitigação dos efeitos da crise. A extensão da duração ou a piora da pandemia podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, sobre nossa liquidez, recursos de capital, resultados das operações e/ou nossa condição financeira.

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 a ‘Lei de Concessões’, os quais regem os procedimentos de licitação do setor de energia.

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória 579 (‘MP 579’), mais tarde convertida na Lei 12783 de 11 de janeiro de 2013 (‘Lei 12783/13’), que dispõe sobre as prorrogações das concessões outorgadas antes da Lei 9074/95. A Lei 12783/13 determina que, até 12 de setembro de 2012, as concessões anteriores à Lei 9074/95 podem ser prorrogadas uma vez, por até 30 anos, desde que a operadora da concessão aceite e cumpra certas condições especificadas na referida lei. 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. Estas concessões 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 12/2015 em 7 de outubro de 2015 ('Leilão 12/2015'), que contemplava o contexto regulatório revisado para renovação de concessões de usinas existentes, como estabelecido na Lei 13203 de 8 de dezembro de 2015 ('Lei 13203/2015'), 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, por 30 anos: *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 energia assegurada é 420,2 MW.

Em relação às usinas de *Jaguara, São Simão e Miranda*, que teriam a primeira prorrogação das respectivas concessões após edição da MP 579, a Companhia entendeu que o Contrato de Concessão de Geração 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, em 21 de fevereiro de 2017, a CEMIG GT impetrou um mandado de segurança contra os atos do Ministro de Minas e Energia (MME) para assegurar o seu direito relativo à prorrogação do termo de concessão das Usinas Hidrelétricas de *Jaguara, São Simão e Miranda*, nos termos da Cláusula 4ª do Contrato de Concessão para Geração 007/1997, observando-se os termos e condições originais deste Contrato, que foi assinado antes da Lei 12783/13.

Mesmo assim, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou as concessões das usinas hidrelétricas de *Jaguara, São Simão, Miranda e Volta Grande*, anteriormente pertencentes à CEMIG GT, com 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 concessão da hidrelétrica *Volta Grande* foi transferida para a licitante vencedora em 30 de novembro de 2017; as concessões da *Jaguara e Miranda* foram transferidas em 30 de dezembro de 2017; e a concessão da *São Simão* foi transferida em 9 de maio de 2018.

Os pedidos de mandado de segurança relacionados às usinas hidrelétricas de *Jaguara e Miranda* transitaram em julgado com julgamento final contra a Companhia, e nenhum recurso adicional é possível. Como resultado desses julgamentos, a Companhia avalia que as chances de sucesso no pedido de mandado de segurança em relação à usina hidrelétrica de *São Simão*, que ainda não transitou em julgado, são remotas.

Paralelamente às discussões sobre a extensão das concessões de geração, devido ao vencimento da concessão para várias usinas operadas pela CEMIG sob o Contrato de Concessão 007/1997, a CEMIG GT tem o direito de reembolso dos ativos ainda não amortizados, conforme detalhadas no contrato de concessão. Os saldos representativos destes ativos estão reconhecidos como Ativos financeiros e são analisados pela agência reguladora brasileira, ANEEL.

Em 31 de agosto de 2018, a CEMIG recebeu de R\$ 1.139 milhões em ressarcimento para o projeto básico das plantas *São Simão e Miranda*. Esse montante tinha sido corrigido pela taxa Selic até a data de recebimento.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal em relação a novos contratos de concessão ou autorizações (dependendo do caso), e à renovação de concessões e autorizações existentes, bem como das disposições da Lei 12783/13, conforme alterada, sobre 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 em casos de não prorrogação serão o suficiente para abranger o valor integral de nosso investimento. Caso não formos capazes de estender ou obter novas concessões ou autorizações, pode haver 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 *Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos*.

Em 09 de setembro de 2020 foi publicada a Lei 14052, que alterou a Lei 13203/2015, estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A compensação aos detentores de hidrelétricas se dá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração e será reconhecida como um ativo intangível em troca de uma compensação dos custos de energia elétrica.

Essa repactuação foi um importante avanço para o setor elétrico, reduzindo os níveis de judicialização, e também para a CEMIG, com a extensão do prazo de suas concessões de geração de energia elétrica.

Os períodos de prorrogação, publicados pela CCEE, que ainda aguardam aprovação da ANEEL, indicam uma extensão de aproximadamente dois anos para duas de nossas principais usinas elétricas – *Emborcação* e *Nova Ponte* – bem como a prorrogação por sete anos para as usinas do Lote D, e também extensões para as demais usinas nas quais detemos participação acionária diretamente ou por meio de investidas.

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 de autorizações.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal, por intermédio da ANEEL, ou nos termos das autorizações, concedidas às companhias do Grupo CEMIG, conforme o caso.

A ANEEL poderá nos impor penalidades ou revogar uma concessão ou autorização caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão ou autorizações, inclusive aquelas relativas à observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- Multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- Liminares relacionadas à construção de novas instalações e equipamentos;
- Suspensão temporária de 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, autorizações, regulamentos e legislação pertinentes, e em casos onde tem preocupação sobre a operação das instalações da Companhia.

Atrasos na implementação e construção de nova infraestrutura de energia podem ainda resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da ANEEL, que, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 846, de 11 de junho de 2019, podem ser desde advertências, até o cancelamento de concessões ou autorizações.

Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão ou da revogação das autorizações poderá não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se formos responsáveis pela rescisão de qualquer contrato de concessão, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A imposição de multas ou penalidades ou a rescisão antecipada ou revogação pela ANEEL de quaisquer de nossos contratos de concessão ou autorizações, ou qualquer falha em receber uma compensação suficiente para os investimentos que fizemos, pode ter um efeito adverso material nos nossos negócios, situação financeira, ou resultados operacionais, e na nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações de pagamento.

As regras do Quinto Aditivo do contrato de concessão de distribuição entraram em vigor em 2016. Elas contêm novas metas de qualidade de serviço, e exigências relacionadas à sustentabilidade econômica e financeira da CEMIG D. Essas metas devem ser cumpridas ao longo dos 30 anos de concessão. O cumprimento dessas metas é avaliado anualmente, e o descumprimento poderá resultar na obrigação da CEMIG em realizar aporte de capital na CEMIG D ou 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 as regulamentações 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.

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

Nossas operações são altamente regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal, por meio do MME, da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (‘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, a contraprestação a ser recebida, e inspeção. Qualquer medida regulatória significativa implementada por tais autoridades pode resultar em uma sobrecarga expressiva em nossas atividades, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal 10848, 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 579/2012, convertida na Lei 12783/13, que dispõe sobre a prorrogação de algumas das concessões outorgadas antes da Lei 9074/1995. De acordo com a referida norma, tais concessões poderão ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do Poder Concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

Atualmente, o Projeto de Lei 232/2016 está em avaliação no Congresso. Este projeto de lei propõe mudanças na legislação, decorrentes da Consulta Pública nº 33/2017, que inclui algumas propostas de mudanças no atual modelo regulatório do setor. Essas mudanças consistem em reduções de subsídios e revisão da alocação de custos, entre outras, criando a base para um mercado mais aberto.

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 Federal, 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 poderão ser afetados negativamente.

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

Os governos federal, estadual e municipal brasileiros tem implementado regularmente mudanças em políticas fiscais que tem efeito sobre nós. 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 conseqüentemente a 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.

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. Estes processos de licitação são regidos pela Lei 13303/2016 ('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; e (ii) estamos sujeitos a regras e limites estabelecidos pela ANEEL que regulamentam o endividamento para empresas no setor de energia. Além disso, embora possamos acessar os mercados de capitais internacionais e locais, nós, como uma empresa estatal, só podemos nos financiar com empréstimos de bancos comerciais locais se tal dívida for garantida por recebíveis, ou com fundos de bancos federais brasileiros em transações com o objetivo de refinarçar obrigações financeiras contratadas com entidades do sistema financeiro brasileiro.

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 dívida que contêm cláusulas financeiras restritivas – *covenants*, incluindo debêntures do mercado local brasileiro e Eurobonds no mercado internacional.

Temos aproximadamente R\$ 12,6 bilhões de dívidas pendentes com *covenants*, e qualquer violação pode ter consequências negativas graves para nós. Veja “– *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.*”

Se, por exemplo, rompermos uma *covenant* financeiro sob as Notas Seniores de 9,25% da CEMIG GT com vencimento em 2024 (os ‘Eurobonds’), estaríamos sujeitos a um aumento de juros ou à antecipação de certas dívidas como resultado de cláusulas de inadimplemento cruzado (*cross-default*) sob certas condições dos nossos contratos de dívida. Da mesma forma, caso violarmos uma cláusula financeira restritiva (*covenant*) de uma emissão de debêntures nossa, 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 uma inadimplência e antecipação de dívida, nossos ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para quitar completamente as dívidas ou cumprir com os serviços de tal dívida. 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 poderá sofrer efeitos adversos relacionados com seu interesse minoritário na Renova Energia S.A. se tal entidade não consegue manter continuidade de operação

Temos um investimento de 36,23% na Renova, que atualmente está em recuperação judicial, e registrou prejuízos recorrentes e déficit patrimonial no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020.

No entanto, tendo em conta o déficit patrimonial da investida, a Companhia reduziu para zero o valor da sua participação na Renova nas suas demonstrações financeiras. Não foram reconhecidas perdas adicionais, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante a investida. Adicionalmente, desde 30 de junho de 2019, considerando a situação financeira da Renova, a Companhia registrou uma redução do valor recuperável da totalidade dos créditos com a controlada em conjunto no montante de R\$ 688 milhões.

Em 16 de outubro de 2019, o pedido de tramitação da recuperação judicial do Grupo Renova foi deferido pelo Tribunal de Falências de São Paulo e os respectivos planos de recuperação judicial foram aprovados pelo grupo de credores da Renova na Assembleia Geral de Credores realizada em 18 de dezembro de 2020 e homologados pela Segunda Vara de Falências e Recuperações Judiciais de São Paulo. Os principais efeitos do plano de recuperação judicial foram registrados nas demonstrações financeiras da Renova em dezembro de 2020 e suas medidas estão em andamento. Veja Nota 16 das Demonstrações Financeiras.

Além disso, a Renova é objeto de investigação da Polícia Civil de Minas Gerais e da Polícia Federal do Brasil, conforme mencionado no fator de risco “*As investigações anticorrupção atualmente em andamento no Brasil, que tiveram uma ampla exposição pública, e quaisquer alegações contra a CEMIG ou investigações anticorrupção da CEMIG, podem ter efeitos adversos sobre a percepção que se tem do país e sobre nós*”.

Uma vez que o saldo do investimento mantido na Renova em 31 de dezembro de 2020 foi reduzido a zero, e que não foram assumidas pela Companhia nenhuma obrigação contratual ou construtiva perante a investida, não são esperados que efeitos resultantes do processo de recuperação judicial (o plano sendo aprovado e a sua implementação tendo êxito), ou das investigações, ou das atividades operacionais dessa investida possam impactar significativamente as demonstrações financeiras da Companhia. (Para maiores detalhes, veja Nota 16 das demonstrações financeiras.)

A Renova celebrou com a Companhia empréstimos do tipo ‘*debtor-in-possession*’ (‘DIP’), no montante total de R\$ 37 milhões. Os recursos desses empréstimos, na modalidade de mútuo pós-concursal, ou seja, durante o processo de Recuperação Judicial, foram necessários para suportar as despesas de manutenção das atividades da Renova, e foram autorizados pelo juízo da 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca do Estado de São Paulo. São garantidos por alienação fiduciária de ações de uma empresa que possui ativos de um projeto eólico de propriedade da Renova, além de possuírem prioridade no recebimento no decorrer do processo de recuperação judicial.

Em 2 de maio de 2020 o juízo de Falências e Recuperações Judiciais do Estado de São Paulo proferiu decisão que determina que o empréstimo DIP, no valor total de R\$ 37 milhões, com garantia real, já constituída e registrada, seja transformado em um Aumento de Capital na Renova. A Companhia interpôs Embargos de Declaração e, em uma sessão

virtual (permanente), a 2ª Câmara de Direito Empresarial do Tribunal de Justiça de São Paulo decidiu dar provimento ao recurso. Assim, são mantidas as cláusulas do plano de recuperação judicial que tratam dos contratos de empréstimos firmados pela Companhia.

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 hídricas 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.

Caso os nossos *ratings* sejam rebaixados devido a fatores externos, ou ao nosso desempenho operacional ou a altos níveis de endividamento, nosso custo de capital pode afetar negativamente a nossa capacidade de cumprir as *covenants* financeiras existentes nos instrumentos que regulam nossa dívida. Além disso, nossos resultados operacionais ou financeiros, e a disponibilidade de financiamentos no futuro, podem ser adversamente impactados.

Ademais, prováveis 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 em nossos *ratings* ou nos *ratings* soberanos do Brasil podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros, bem como nosso futuro acesso a financiamentos.

Interrupções das operações de nossos serviços, ou daquelas de nossas subsidiárias, ou degradação da sua qualidade, podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

A operação de um sistema complexo que interconecta várias usinas de geração de energia com grandes redes de transmissão e distribuição envolve vários riscos, dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por acidentes, falhas de equipamentos, subdesempenho ou desastres (como explosões, incêndios, eventos climáticos, inundações, deslizamentos de terra, sabotagem, terrorismo, vandalismo e outros eventos semelhantes). Em caso de qualquer tal ocorrência, a cobertura de seguro de riscos operacionais pode ser insuficiente para ressarcir integralmente os danos a ativos ou custos de interrupções de serviço incorridos. Além disso, as decisões do Operador da Rede Nacional, ou atos da agência reguladora, ou demandas da Autoridade Ambiental, podem afetar nossos negócios negativamente.

A receita da Empresa depende fortemente da disponibilidade de equipamentos, da qualidade do serviço e da conformidade regulatória dos ativos e instalações que constrói, opera e mantém. O não cumprimento pode levar a perdas para os negócios. Por exemplo, o negócio de distribuição pode ser penalizado no processo de revisão tarifária com um “Fator X” mais alto, reduzindo sua expectativa de receita anual; o negócio de transmissão pode ter sua receita anual permitida reduzida devido a qualquer indisponibilidade de ativos; e os ganhos do negócio de geração podem ser afetados se uma usina não atender a uma disponibilidade mínima, já que quando a geração de hidroeletricidade é menor que a energia previamente contratada, a falta de energia equivalente deve ser adquirida no preço do mercado de curto prazo (*spot*), que é altamente volátil.

Penalidades e pagamentos de compensações financeiras 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/ou 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. Em 31 de dezembro de 2020, nosso total de empréstimos, financiamentos e debêntures (incluindo juros) foi de R\$ 15,020 milhões, um aumento de 1,64% em relação aos R\$ 14,777 milhões reportados em 31 de dezembro de 2019 e um aumento de 1,68% em relação aos R\$ 14,772 milhões registrados em 31 de dezembro de 2018. Atualmente, 27,14 % de nossos empréstimos, financiamentos e debêntures, que perfazem R\$ 4.076 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 na forma de dívida de diversas fontes de financiamento. Para honrar sua

dívida, após cumprir as metas de investimentos de capital, a Companhia se baseou em uma combinação de: fluxo de caixa de suas operações; alienação de ativos; utilização das suas linhas de crédito disponíveis; seu saldo de caixa e aplicações financeiras de curto prazo; e a contratação de endividamento adicional. Qualquer redução adicional das suas classificações de crédito pode ter consequências adversas sobre a capacidade de a Companhia obter financiamento ou pode gerar impactos sobre os custos de financiamento, também aumentando a dificuldade ou o custo do refinanciamento das obrigações que estejam vencendo. Se, por qualquer razão, a Companhia encontrar 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. A redução dos investimentos de capital da Companhia ou a venda de ativos pode afetar significativamente os resultados operacionais.

Nossa estratégia para maximizar o valor das participações da CEMIG depende de fatores externos que podem impedir uma implementação bem-sucedida.

A estratégia da CEMIG para participações acionárias é a maximização do valor e a reciclagem do capital com base em três pilares:

- Desinvestimentos: ativos não estratégicos ou de baixa sinergia e ofertas oportunas;
- Expansão: principalmente por meio de investimentos em nossas concessões de distribuição e transmissão, projetos partindo do zero em fontes renováveis e via renovação de concessões de geração de energia elétrica; e
- Gestão: melhoria de sinergias, aprimoramento da estrutura de capital, da política de distribuição e da governança.

Todos esses pilares podem ser afetados por fatores externos, especialmente o desinvestimento que deve levar em consideração riscos específicos associados a cada negócio, tais como desempenho (técnico, operacional, comercial e financeiro), riscos de mercado, riscos setoriais e riscos macroeconômicos nacionais e internacionais (por ex. volatilidade do mercado). Além disso, o fechamento das operações de desinvestimento dependerá do desenvolvimento favorável de negociações com potenciais investidores quanto às condições das possíveis transações.

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 da nossa Estratégia de Longo Prazo e nosso Plano Plurianual de Negócios. Alguns dos fatores que podem afetar negativamente essa implementação são:

- A incapacidade de 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 da força de trabalho ou de equipamentos necessários.
- Greves.
- Atrasos na entrega de equipamentos por fornecedores.
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento de suas obrigações contratuais.
- Interferências climáticas ou restrições ambientais.
- Mudanças na legislação ambiental criando novas obrigações e causando custos adicionais para projetos.
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas.
- Alterações substanciais nas condições econômicas, regulatórias, hidrológicas ou outras.
- O prolongamento da duração e a gravidade da pandemia de coronavírus (Covid-19) e seus impactos sobre nossos negócios.

A ocorrência dos fatores acima, separadamente ou em conjunto, pode resultar em aumentos significativos de custos, ou retardar ou impedir a implementação de iniciativas, e conseqüentemente comprometer a execução do nosso planejamento estratégico, afetando negativamente nossos resultados operacionais e/ou 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 e devido à instabilidade política. Estes tipos de alterações podem afetar adversamente a continuidade da estratégia da Companhia.

Os resultados financeiros e operacionais de nossas controladas, ou das empresas nas quais o nosso investimento é minoritário, entidades controladas conjuntamente e afiliadas, ou de empresas nas quais podemos vir a investir no futuro, podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condições financeiras.

Possuímos participação acionária em, e fazemos negócios através de, várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos na geração transmissão, distribuição de energia e gás natural, e outros negócios correlatos. O desenvolvimento futuro de nossas subsidiárias, entidades controladas em conjunto e afiliadas, tais como a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ('Taesa'), a Aliança Geração de Energia S.A. ('Aliança') a Renova Energia S.A. ('Renova'), Guanhães Energia S.A., Norte Energia S.A. ('Nesa') e Madeira Energia S.A. ('Mesa'), nas quais a Companhia possui compromissos financeiros significativos, poderia ter um impacto significativo em nossos negócios e resultados operacionais. A capacidade da Companhia de fazer frente a obrigações financeiras está relacionada, em parte, ao fluxo de caixa e aos lucros de suas subsidiárias e investidas, e à consequente distribuição de tais lucros para a Companhia na forma de dividendos ou outros adiantamentos ou 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 pagos para a Companhia, o que pode ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e/ou posição financeira.

Além disso, é possível que as investidas não alcancem os resultados esperados quando foram adquiridos. 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; (v) ações movidas contra a empresa adquirida desconhecidas no momento de sua aquisição; (vi) licenças ambientais e/ou passivos relacionados; (vii) risco hidrológico; (viii) questões do sistema operacional e seu controle; ou (ix) reclamações em geral. 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.

Além disto, algumas das nossas subsidiárias e 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.

Devido à pandemia de Covid-19, os resultados das subsidiárias e investidas podem ser afetados, uma vez que a redução da atividade econômica tem o potencial de diminuir o consumo de energia, levando algumas dessas empresas a perder a sua capacidade de gerar lucro, reduzindo o fluxo de caixa e os dividendos bem como os juros sobre o capital próprio pagos à 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 subsidiária deverá provavelmente ser efetivamente subordinado estruturalmente a exigências dos credores de tal sociedade (incluindo autoridades tributárias, credores comerciais e financiadores de tais subsidiárias).

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.

A conclusão atrasada de projetos de construção, ou capitalização tardia de novos investimentos em nossas empresas de geração, transmissão ou distribuição, pode afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

Nós nos dedicamos continuamente à construção e ampliação de nossas usinas, linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações, bem como a avaliação de outros potenciais projetos para expansão da nossa carga total. Nossa capacidade de concluir projetos dentro dos prazos e dos seus orçamentos, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Como exemplos, podemos citar:

- Inúmeras complicações podem ocorrer nas etapas de planejamento e execução de projetos de expansão da nossa carga total ou de novos investimentos. Exemplos incluem: greves; atrasos de fornecedores de materiais e serviços; demora em processos licitatórios; embargos de obras; condições geológicas e meteorológicas imprevistas; incertezas políticas e ambientais; ou instabilidade financeira dos nossos parceiros, contratados ou subcontratados.
- Desafios regulamentares ou legais que atrasam a data em que os projetos de expansão são colocados em operação.

- 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.
- Desativação não intencional de ativos de transmissão durante a execução dos projetos para expansão de carga pode reduzir a receita dos negócios de transmissão.
- Recusa pelo ONS (*Operador Nacional do Sistema*) a autorizar execução de obras na rede de transmissão, devido a restrições aplicadas ao sistema elétrico.
- Demandas ambientais e/ou reivindicações de comunidades locais durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão, linhas de distribuição, redes de distribuição ou subestações.
- Redução do limite do indicador de duração de interrupção de serviço – DECI (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), forçando a parada da construção. Se não houver conformidade com o limite DECI (por falha do sistema, falha do equipamento ou trabalho de construção) por dois anos consecutivos entre 2016 e 2020, ou especificamente no ano 2020, isso resultará no regulador iniciar um processo legal para a rescisão do contrato de concessão. In 2020, CEMIG não excedeu o limite para DECI, e no quinto ano da concessão a Companhia teve o melhor resultado na sua história, 9,58 horas, que se compara ao limite de 10,44 horas estabelecido pela agência reguladora, ANEEL.

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

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

Em 31 de dezembro de 2020, o total dos nossos recebíveis em atraso devidos por clientes, comercializadoras e detentores de concessões (por transporte de energia) foi de aproximadamente R\$ 1.510 milhões (R\$ 1.635 milhões em 2019), correspondendo a 5,99% da nossa receita líquida consolidada em 2020 (6,42% em 2019). Registramos em 2020 uma provisão para inadimplência de recebíveis no valor de R\$ 712 milhões (R\$ 810 milhões em 2019). Existe a possibilidade de não sermos capazes de cobrar valores a receber de vários clientes que estão em atraso. Caso tais dívidas não sejam totais ou parcialmente liquidadas, poderemos sofrer um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e/ou 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/ou 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 seja bem-sucedida em controlar perdas de energia, seus negócios, operações, lucros e/ou situação financeira podem ser substancial e adversamente afetados.

As perdas de energia de uma distribuidora são de dois tipos: perdas técnicas; e perdas não técnicas (i.e. comerciais). As perdas técnicas são inerentes ao processo de transporte e transformação de energia, ocorrendo nos cabos e equipamentos do sistema elétrica. As perdas não técnicas representam energia fornecida e não faturada, sendo causadas por conexões ilegais (furto), fraudes, erros de medição ou falhas em processos internos.

O Índice de Perdas Totais da CEMIG em 31 de dezembro de 2020, considerando um período de 12 meses, foi de 12.57%. Este percentual é calculado em relação ao total de energia injetada no sistema de distribuição (o volume total das perdas foi de 6.545 GWh). Deste percentual, 8,98% se referem a perdas técnicas e 5,26% as perdas não técnicas. Esse resultado ficou 0,16 pontos percentuais abaixo do resultado de dezembro de 2019 (12,73%), e acima da meta regulatória estabelecida pela ANEEL para 2020 (11,43%).

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 avalia a complexidade socioeconômica de cada área de concessão e a eficiência das distribuidoras no combate às perdas não técnicas de energia. Para as metas das perdas técnicas, a ANEEL utiliza medições por instrumentos medidores 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 curto prazo, o que pode afetar a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia, uma vez que a

parcela de perdas de energia de uma 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 e ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades existentes a jusante de barragens, o que poderia resultar em um efeito adverso significativo na imagem, negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

Podemos ser responsabilizados por impactos em nossa própria força de trabalho, na população e no meio ambiente, devido a acidentes relacionados aos nossos sistemas e instalações de geração, transmissão e distribuição.

Nossas operações, especialmente aquelas relacionadas a linhas de transmissão e distribuição, apresentam riscos que podem levar a acidentes, como choques, explosões e incêndios. Esses acidentes podem ser causados por ocorrências naturais, erros humanos, falhas técnicas e outros fatores. Como parte significativa de nossas operações é realizada em áreas urbanas, a população é um fator a ser considerado constantemente. Qualquer incidente que ocorra em nossas instalações ou em áreas ocupadas por seres humanos, seja de forma regular ou irregular, pode resultar em danos graves, como perdas humanas, danos ambientais e materiais, perda de produção e ações na justiça por responsabilidade civil, penal e ambiental. Esses eventos podem também resultar em danos à reputação, compensações financeiras, penalidades para a Companhia e seus executivos e diretores, e dificuldades na obtenção ou manutenção de contratos de concessão e licenças de operação.

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, proibição ou restrição, conforme o caso, de construção ou 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/ou condição financeira.

Além disso, estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com a Lei Federal 9985/2000, Decreto Federal 6848/2009 e o Decreto 45175/2009 do Estado de Minas Gerais, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido em medidas compensatórias, com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto. O Decreto Estadual 45175/2009 ('Decreto 45175') 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 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 prejudicadas ou dificultadas, 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.

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.

Gerimos e armazenamos diversos dados confidenciais relacionadas ao nosso negócio. Nossos sistemas de tecnologia da informação podem ser vulneráveis a uma série de violações e incidentes referentes à segurança cibernética. *Hackers* podem conseguir invadir nossa rede de segurança e apropriar-se indevidamente de, ou comprometer, informações confidenciais nossas ou de terceiros, criar interrupções no sistema ou causar paralisações. Esses invasores também poderiam desenvolver e propagar vírus, *worms* e outros programas de *software* mal-intencionados que atacam nossos produtos ou exploram qualquer vulnerabilidade de segurança de nossos produtos.

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 não ter êxito, ou resultar em interrupções ou atrasos de nossos serviços que podem impedir nossas funções críticas, ou perda de atuais ou potenciais clientes.

Ataques bem-sucedidos contra nossa segurança cibernética, violações, atos de má-fé por parte de funcionários, bem como erro humano ou tecnológico podem resultar em acesso não autorizado, divulgação, modificação, uso impróprio, perda ou destruição de dados ou sistemas, incluindo os que pertencentes a nós, a nossos clientes ou a terceiros; roubo de dados sensíveis, regulamentados ou confidenciais, incluindo informações pessoais; a perda de acesso a dados ou sistemas críticos por meio de *ransomware*, ataques destrutivos ou outros meios; erros de transação; atrasos de negócios; e interrupções de serviços ou sistemas. Observamos um aumento nos ataques contra a segurança cibernética em todo o mundo em 2020, e os arranjos de trabalho remoto que implementamos devido à pandemia de Covid-19 aumentaram nossa dependência de sistemas e infraestrutura de tecnologia da informação e podem expandir ainda mais nossa vulnerabilidade a esse risco. No caso de tais ações, nós, nossos clientes ou terceiros podemos estar expostos ao risco de perda ou uso indevido dessas informações, resultando em litígio e potencialmente em responsabilidade, danos à nossa marca e à nossa reputação, ou, outras formas de prejuízo para nossos negócios. Além disso, contamos com fornecedores de infraestrutura terceirizados cujas vulnerabilidades de segurança em potencial podem ter impacto sobre nossos negócios.

Em 25 de dezembro de 2020, um comportamento anômalo relacionado a ataques de *ransomware* foi detectado por nosso centro de operações de segurança – o *Security Operation Center* (SOC). Devido a uma resposta rápida e eficiente da Equipe de Segurança Cibernética, a *Cyber Security Team* (CSIRT) da CEMIG, o Sistema de Controle Industrial (*Industrial Control System* – ICS) relacionado à nossa infraestrutura crítica e as principais bases de dados (clientes, faturamento e gestão empresarial) não foram afetados e nenhum dado foi exfiltrado, não tendo sido causado, desta forma, impacto algum sobre os serviços ao cliente.

O ambiente regulatório, no que se refere às questões de segurança cibernética, privacidade e proteção de dados é cada vez mais complexo e pode ter impactos sobre nossos negócios, incluindo aumento de riscos, de custos e de maiores obrigações relacionadas a conformidade com as normas.

Falhas na segurança de nossos bancos de dados contendo dados pessoais de clientes, bem como eventos relacionados à não conformidade com a legislação referente à privacidade e proteção de dados podem ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados das operações e/ou reputação.

Temos bancos de dados contendo dados pessoais coletados de nossos clientes, parceiros e colaboradores. Qualquer uso indevido desses dados, ou falhas no uso correto dos nossos protocolos de segurança, podem afetar negativamente a integridade desses bancos de dados. O acesso não autorizado a informações relativas a nossos clientes, bem como a

divulgação não autorizada de informações sigilosas, pode nos sujeitar a ações judiciais e, como consequência, podemos incorrer em passivos financeiros, penalidades e/ou danos à nossa reputação.

A Lei Geral de Proteção de Dados do Brasil ('LGPD') foi promulgada em agosto de 2018 e entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, com exceção das sanções administrativas, que devem, segundo se espera, entrar em vigor em agosto de 2021. Esta lei estabelece regras e obrigações relativas à coleta, processamento, armazenamento e uso de dados pessoais e afetará todos os setores econômicos, incluindo o relacionamento entre clientes e fornecedores de bens e serviços, empregados e empregadores e outras relações nas quais os dados pessoais são coletados, tanto em ambiente digital como físico. As violações da LGPD acarretam riscos financeiros devido a penalidades por violação de dados ou processamento impróprio de dados pessoais. A nova legislação estabelece penalidades em caso de descumprimento, incluindo aplicação de multas de até 2% da receita, até o limite de R\$ 50 milhões para as infrações mais graves. Um número maior de leis de proteção de dados em todo o mundo pode continuar a resultar em aumento de custos e de riscos de *compliance*. Custos potenciais acarretados pela conformidade com regulamentos e políticas novos ou existentes ou impostos por tais regulamentos e políticas aplicáveis a nós podem afetar nossos negócios e podem ter um efeito adverso relevante sobre os resultados das nossas operações.

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

A despesa de compra de energia das distribuidoras está atualmente fortemente vinculada ao PLD (contratos por disponibilidade, cotas de garantia física e cotas da UHE Itaipu) e ao fator de ajuste do MRE (cotas de garantia física, cotas da UHE Itaipu e risco hidrológico das usinas repactuadas).

Em 2018, uma combinação de fatores negativos afetou as compras feitas pelas empresas de distribuição, incluindo: (i) um período adverso em termos de chuvas, resultando em PLDs elevados de maio a outubro; e (ii) a sazonalização da garantia física do MRE, alocando muita energia no segundo semestre de 2018, acarretando em fatores de ajuste do MRE muito baixos entre junho e outubro. Em 2019, os níveis do PLD não eram tão altos quanto em 2018.

A *Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias* ('CCRBT' ou 'Conta Bandeira') destina-se à administração dos recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias aos consumidores cativos das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), recolhidos em nome da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) diretamente à Conta Bandeira. Os recursos são repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) aos agentes de distribuição, considerando a diferença entre (i) os valores realizados dos custos de geração por fonte termelétrica e a exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e (ii) a o valor coberto pela tarifa vigente.

O primeiro semestre de 2019 teve um déficit menor na Conta Bandeira em relação ao mesmo período do ano anterior e, a partir de junho de 2019, a conta deixou de apresentar um déficit. O ano de 2019 foi encerrado com superávit acumulado de R\$ 745 milhões para o agregado das distribuidoras no Brasil. Esse resultado positivo foi devido às melhores condições hidrológicas do sistema.

Em 2020, o superávit durou quase todo o ano, mas iniciou trajetória de queda a partir de outubro, atingindo um déficit de cerca de R\$ 3 bilhões em novembro para as distribuidoras como um todo. O motivo do déficit foi o aumento dos gastos com energia, principalmente devido ao considerável aumento dos preços do PLD naquele mês. Devido às ações realizadas para mitigar os impactos da pandemia, a ANEEL suspendeu a aplicação das bandeiras tarifárias em 2020, mas com o agravamento do cenário, houve a necessidade de tornar a aplicar as bandeiras em dezembro de 2020, no seu valor máximo.

A metodologia do sistema de Bandeiras Tarifárias é revisada a cada ano, sempre buscando melhorias, mas sob a presente metodologia, quando ocorrerem situações muito adversas o sistema não tem a capacidade de responder suficientemente, que resulta em efeitos negativos para a posição de caixa das distribuidoras. Esse fator pode ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e/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/ou condição financeira.

A geração de energia de eletricidade no Brasil é predominantemente hidrelétrica. As vantagens da energia hidrelétrica também são bastante divulgadas devido a ser um recurso que é renovável e evita gastos substanciais com combustíveis nas usinas termelétricas. Por outro lado, a principal dificuldade no uso deste recurso provém da variabilidade das aflúncias às usinas. Há variações substanciais nas vazões mensais (sazonalidade) e no total afluente ao longo do ano, que depende fundamentalmente da quantidade de precipitação ocorrida durante cada estação chuvosa. No passado

recente, condições hidrológicas adversas no sudeste brasileiro têm ocasionado 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 e fotovoltaicas. 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.

O Operador Nacional do Sistema de energia ('ONS') coordena a operação do sistema de energia brasileiro. 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 poderá reduzir a geração das usinas hidrelétricas e aumentar a geração termelétrica, o que acaba trazendo maior custo de energia para os agentes geradores hidrelétricos, a exemplo do que ocorreu em 2014. Nas companhias distribuidoras, este aumento de custos gera aumento no preço da compra da energia que nem sempre é repassado ao cliente no mesmo momento, gerando descasamento dos fluxos de caixa, com efeito adverso nos negócios, e condições financeiras dessas 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 ('*Generation Scaling Factor*', ou GSF), levando os geradores a uma exposição no mercado de curto prazo.

A empresa transferiu para clientes cativos o risco hidrológico relacionado às usinas de energia *Queimado* e *Irapé* (Contratos do Mercado Regulado), em troca do pagamento de um prêmio de risco, ao mesmo tempo em que recebe indenização pelas perdas sofridas nos anos começando em 2015.

Já no Mercado Livre, não temos o mesmo processo, visto que mesmo com o pagamento do prêmio, teria sido necessário para as empresas de geração continuar assumindo o risco hidrológico nos momentos de hidrologia crítica. Assim, nenhuma planta que vende energia se comprometeu para repactuação do risco hidrológico.

Os agentes que não aderiram a repactuação continuaram a ter liminares impedindo a cobrança total do risco hidrológico. Essas liminares estão ocasionando um déficit, em 31 de dezembro de 2020, de cerca de R\$ 10,030 bilhões no mercado de curto prazo. Essa posição eleva a inadimplência na CCEE, reduzindo assim as quantias recebidas pelos agentes credores no mercado de curto prazo. Para evitar esse efeito, alguns agentes credores buscaram outras liminares para ter direito a prioridade no recebimento. Esse efeito leva a incerteza no mercado, redução da liquidez, aumento da inadimplência e redução das quantias recebidas 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 da Companhia, incluindo honorários e despesas judiciais relacionadas ao assunto.

A Lei 14052/2020 e Resolução 895/2020 propuseram o reembolso de agentes concessionários de usinas hidrelétricas no MRE para os seguintes efeitos: (i) geração em desconsideração da 'ordem de mérito', que significa despachar energia para a rede desconsiderando a classificação de preço ascendente para geração de energia; (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia relevantes; e (iii) restrição ao fornecimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão. Esses efeitos serão calculados retroativamente de 2012 a 2020, atualizados e remunerados à alíquota ANEEL de 9,63%. O valor será pago por meio da extensão da concessão das usinas elétricas. Com esse novo acordo, as liminares deverão ser retiradas e os déficits de mercado liquidados. Desta forma, é de esperar que a liquidez do mercado no curto prazo, e a inadimplência na CCEE, retornem aos seus níveis históricos.

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 ('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 que têm demanda igual ou superior a 1,5 MW: eles podem escolher o seu fornecedor de energia. Esse limite será reduzido para 1,0 MW em 2022 e para 0,5 MW em 2023 (Portaria 465, publicada pelo Ministério das Minas e Energia em dezembro de 2019). 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 1.5MW. Os Clientes Especiais são elegíveis para aderirem ao Ambiente de Contratação Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas a biomassa e parques eólicos. Conforme previsto na Portaria 465/2019, até 2023 a restrição referente à demanda para consumidores livres sofrerá redução de 3,0 MW para 0,5 MW, e não haverá mais separação entre consumidores livres e especiais. 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 alternativas, incentivadas, de energia. 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 aos preços de curto prazo, o que pode acarretar um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e/ou 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 no mercado de curto prazo, com o potencial de impacto financeiro negativo em nossos resultados.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) visa reduzir a exposição dos geradores hidráulicos, como nossas empresas de geração, às incertezas da hidrologia. Ele funciona como um pool de geradores, nas quais a geração de todas as usinas participantes do MRE é compartilhada de forma a atender ao requisito do pool. Quando a totalidade das usinas gera abaixo do valor requisitado, o mecanismo reduz a energia disponível assegurada 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 chuva muito baixa, o fator de redução, que se aplica aos níveis de Energia Assegurada, pode reduzir em 20% ou mais os níveis das usinas hidrelétricas.

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 toda a energia que temos disponível (capacidade de geração própria adicionada aos contratos de compra que assinamos) 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.

O valor do PLD é calculado através dos resultados dos modelos de otimização da operação do sistema interligado utilizados pelo ONS e pela CCEE. O PLD é atualmente publicado semanalmente pela CCEE para três níveis de carga (Médio, Leve e Pesado). Os modelos dependem de dados de entrada revisados pelo ONS com periodicidade quadrimestral, mensal e semanal. Nesse sistema, existe a possibilidade de que erros ocorram durante a entrada de dados no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada no PLD. Há um risco para o negócio comercial quando da alteração desses modelos, ou erros da entrada de dados, porque causam incerteza no mercado, reduzindo a liquidez, e perdas financeiras com a variação inesperada do preço. Para mitigar o risco de mudança dos modelos durante o ano corrente, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou uma nota em 2016 que estabeleceu que as alterações nos modelos matemáticos utilizados no setor precisão ser aprovados pela CPAMP (‘Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico’) até 31 de julho de cada ano para vigorar no ano seguinte.

A pandemia de Covid-19 colocou o mundo em alerta, levando os países a tomar medidas para conter a circulação de pessoas visando reduzir a propagação do vírus. No Brasil, essas medidas tiveram início em meados de março de 2020 e seus impactos no mercado de energia brasileiro foram percebidos quase que imediatamente com uma redução no consumo de energia do Sistema Integrado Nacional de aproximadamente 13% na semana seguinte à implementação dessas medidas. A redução do consumo, com a consequente desaceleração da economia, leva ao aumento dos níveis dos reservatórios, uma vez que para atender a um menor consumo é necessária menos geração hidrelétrica. Assim, a combinação destes fatores levou a uma redução de preços no mercado de curto prazo. No que diz respeito aos preços de mercado, a evolução das condições do sistema e a revisão das projeções de mercado levaram a uma redução dos preços dos contratos no médio prazo. Nesse sentido, o aumento ou diminuição da exposição dependerá de posições contratuais e da flexibilidade contratual a cada momento.

Em 2020, a frequência de mudanças no PLD foi aumentada para uma vez a cada hora. O preço-horário melhora a aderência do PLD à operação real do sistema, que passa a capturar melhor a modulação horaria das fontes intermitentes (Solar e Eólica). Esse melhor alinhamento do preço com a operação tende a reduzir os Encargos de Serviço do Sistema ('ESS'), assim como remunerar as usinas térmicas de forma mais eficiente quando são acionadas. Por outro lado, a qualidade dos dados de entrada, quando inseridos a cada hora, principalmente para as fontes solar e eólica, traz mais um elemento de incerteza para a precificação do mercado.

As investigações anticorrupção atualmente em andamento no Brasil, que tiveram uma ampla exposição pública, e quaisquer alegações contra a CEMIG ou investigações anticorrupção da CEMIG, podem ter efeitos adversos sobre a percepção que se tem do país e sobre nós.

Certas investigações anticorrupção podem ter efeitos adversos sobre a CEMIG ou outras empresas do Grupo CEMIG. A percepção dos investidores acerca do Brasil vem sendo afetada por investigações de corrupção pública em grandes companhias brasileiras, e por eventos políticos que poderiam representar riscos potenciais para as perspectivas sociais e econômicas do Brasil.

Entre as companhias brasileiras envolvidas nas referidas investigações, estão incluídas companhias controladas pelo Estado dos setores de petróleo e gás, energia e infraestrutura, e empresas privadas do setor de construção, 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, e a *Securities and Exchange Commission* (SEC) e *Department of Justice* (DOJ) dos Estados Unidos.

No setor de energia, a Eletrobras instituiu uma investigação interna independente para averiguar possíveis descumprimentos de leis e/ou de regulamentos mencionados em reportagens na mídia, que alegaram ilegalidades relacionadas com prestadores de serviços para Norte Energia S.A. (Nesa) e Madeira Energia S.A. (Mesa) na construção das usinas hidrelétricas de *Belo Monte* e *Santo Antônio*, respectivamente, e algumas outras sociedades de propósito específico nas quais a Eletrobras detém uma participação minoritária. Não houve nenhuma constatação direta contra a Nesa, nem contra a Mesa, nem contra qualquer gestor ou funcionário dessas empresas. O que se alega, de fato, é que os supostos atos ilegais ocorreram antes da constituição da Nesa. Entretanto, a investigação interna estimou o impacto econômico e financeiro desses supostos atos ilegais, relacionados aos prestadores de serviços da Nesa, em R\$ 183 milhões, e isso foi considerado pela Eletrobras e pela Nesa em análises contábeis e conclusões para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015. Supostamente, esse total representa superfaturamento na aquisição de máquinas, equipamentos, serviços, encargos capitalizados e despesas administrativas, uma vez que os supostos pagamentos indevidos não foram feitos pela Nesa, mas por empresas contratadas e fornecedoras da usina hidrelétrica de *Belo Monte*; e isso também impede a identificação do valor e dos períodos precisos dos pagamentos.

Através da CEMIG GT, a CEMIG detém uma participação minoritária indireta de 11,69% na Nesa, através das entidades controladas em conjunto da CEMIG GT (i) Aliança Norte Energia Participações S.A. e (ii) Amazônia Energia S.A. O montante estimado de perdas já foi registrado nas demonstrações financeiras consolidadas da CEMIG para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

A investigação interna independente da Mesa, concluída em fevereiro de 2019, não havendo quaisquer eventos futuros, tais como acordos de leniência por parte de terceiros que possam vir a ser firmados ou acordos de colaboração que possam vir a ser firmados por terceiros com autoridades brasileiras, não encontrou prova objetiva que permita afirmar a existência de qualquer suposto pagamento indevido por parte da Mesa que deva ser considerado para eventual baixa contábil, repasse ou aumento de custos para compensar vantagens indevidas e/ou vinculação da Mesa com atos de seus fornecedores, nos termos das acusações feitas por testemunhas e/ou das declarações de cooperação que foram tornadas públicas.

Desde 2017, a Renova, empresa na qual a CEMIG tem uma participação direta de 36,23%, faz parte de uma investigação formal conduzida pela Polícia Civil de Minas Gerais relacionada com certas injeções de capital feitas por alguns de seus

acionistas controladores, incluindo a CEMIG, e injeções feitas pela Renova em alguns projetos em desenvolvimento em anos anteriores.

Em 11 de abril de 2019 a Polícia Federal iniciou a operação ‘E o Vento Levou’, como parte da investigação ‘Lava Jato’, e executaram um mandado de busca e apreensão, na sede da Renova em São Paulo, emitido por um Juízo Federal daquela cidade, baseada em alegações e indicações de apropriação indébita de fundos prejudiciais aos interesses da CEMIG. Com base nas alegações que estão sendo investigadas, é alegado que estes acontecimentos ocorreram antes de 2015. Em 25 de julho de 2019 foi iniciada a segunda fase desse inquérito.

A ‘Operação E o Vento Levou’ e a investigação policial da Polícia Civil do Estado de Minas Gerais ainda não foram concluídas. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro. Caso venha a ser ajuizada ação criminal em face de agentes que lesaram a Renova, a investida tem a intenção de auxiliar a acusação em eventuais processos criminais e, posteriormente, requerer ressarcimento na justiça dos danos sofridos.

No decorrer de 2019, a Receita Federal do Brasil lavrou autos de infração contra a Renova questionando a apuração de IRPJ, CSLL e o recolhimento de IRRF, tendo como objeto contratos firmados para a prestação de serviços para os quais supostamente não houve a devida contraprestação, no montante estimado de R\$ 89 milhões. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos, a Renova provisionou este montante como contingência nas suas demonstrações financeiras.

Em função dessas investigações de terceiros, os órgãos de governança da Renova solicitaram a abertura de uma investigação interna, conduzida por uma Companhia independente com o apoio de um escritório de advocacia externo. A investigação interna foi concluída em 20 de fevereiro de 2020 e segundo um anúncio feito pela Renova na época, não foram identificadas evidências concretas de atos de corrupção ou de desvios de recursos para campanhas políticas.

Todavia, os investigadores independentes identificaram irregularidades na condução dos negócios e efetivação de contratos pela Renova, incluindo: (i) pagamentos sem evidência de execução de serviços, no montante global aproximado de R\$ 40 milhões; (ii) pagamentos em desconformidade com as políticas internas da empresa e boas práticas de governança, no montante global aproximado de R\$ 137 milhões; e (iii) deficiências nos controles internos da investida.

Como resultado da análise dos valores acima mencionados, a Renova concluiu que R\$ 35 milhões se referem a ativos efetivos e, por conseguinte, não é necessária qualquer redução de valor recuperável. O montante remanescente de R\$ 142 milhões foi objeto de redução a valor recuperável em anos anteriores, e assim não produziu efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Em resposta às irregularidades encontradas, e com base nas recomendações do Comitê de Monitoramento e de assessores jurídicos, o Conselho de Administração da Renova deliberou tomar todos os atos necessários para preservar os direitos da investida, dar continuidade às medidas visando à obtenção do ressarcimento dos prejuízos causados, e reforçar os controles internos da Renova. Além disso, a Diretoria da Renova contratou um Diretor de Governança, Risco e Conformidade que será responsável, dentre outras atribuições, por assegurar a eficácia dos controles internos e a processos de *compliance* da Renova.

Uma vez que o saldo do investimento mantido na Renova em 31 de dezembro de 2020 foi reduzido a zero, e que não foram assumidas pela Companhia nenhuma obrigação contratual ou construtiva perante a investida, não são esperados que efeitos resultantes das investigações possam causar impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia, mesmo que tais efeitos ainda não tenham sido registrados pela Renova.

Além dos casos acima, há investigações em andamento conduzidas pelo Ministério Público do Estado de Minas Gerais (MPMG) e pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais (PCMG), com o objetivo de investigar possíveis irregularidades nos investimentos da CEMIG em Guanhães Energia S.A. e em Mesa (Santo Antônio Energia S.A, ou ‘Saesa’). Conforme descrito anteriormente, em 11 de abril de 2019, agentes da Polícia Federal estiveram na sede da Companhia em Belo Horizonte para cumprir um mandato de busca e apreensão expedido pela Justiça Federal de São Paulo, em conexão com a operação intitulada ‘E o Vento Levou’. Esses procedimentos estão sendo investigados por meio de revisão dos documentos solicitada pelas respectivas autoridades, e pela audição de testemunhas. Atualmente não é possível determinar quais serão os resultados das investigações realizadas pelo MPMG e pela PCMG.

Levando em consideração essas investigações, contratamos consultores independentes especializados para analisar os procedimentos internos relacionados a esses investimentos, bem como os processos internos da Companhia relacionados à aquisição da participação da Light na Enlighted (vide Nota 25 das Demonstrações Financeiras). A investigação efetuada pela empresa especializada independente foi supervisionada por um Comitê de Investigação independente, cuja criação foi aprovada pelo nosso Conselho de Administração. A investigação dos consultores independentes especializados foi concluída em maio de 2020 e não identificou nenhuma evidência objetiva que comprove atos ilegais por parte da Companhia nos seus investimentos que foram objeto da investigação. Portanto, não houve impacto nas demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2020.

No final de 2020, a CEMIG deu início a investigações internas sobre as denúncias que são objeto de inquéritos do Ministério Público do estado de Minas Gerais, a respeito de supostas irregularidades em licitações públicas e processos de compras. As investigações estão sendo conduzidas por um novo Comitê Especial de Investigação ('CEI'), com o apoio de consultores independentes especializados.

A Diretoria Executiva determinou a instauração de um processo interno (*Processo Administrativo Disciplinar*) para verificar a veracidade das denúncias e buscar o afastamento preventivo de determinado pessoal da área de Suprimentos e Logística, que visa assegurar a imparcialidade e isenção nas investigações.

A CEMIG está cooperando e tem cooperado totalmente com toda e qualquer investigação e inspeção pelas autoridades competentes, seja nos Estados Unidos ou no Brasil. Por exemplo, em julho de 2019, de acordo com a Política de Execução Corporativa do DOJ, a Companhia divulgou a investigação descrita acima ao DOJ e à SEC, e tem cooperado com essas agências. Não podemos garantir que a CEMIG ou empresas do Grupo CEMIG não se tornem futuro alvo de ações judiciais com base nessas ou futuras investigações, seja nos Estados Unidos ou no Brasil.

Ações anticorrupção futuras, que eventualmente verificarem falhas de conduta dos administradores da Companhia ou de terceiros podem resultar em multas, penalidades e lançamentos de prejuízo significativos, ou danos imateriais, como à reputação, e/ou outros efeitos adversos materiais não previstos.

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

Nossos negócios, incluindo nossos relacionamentos com terceiros, são orientados por princípios éticos e regras de conduta. Dispomos de diversas normas internas com o objetivo de orientar nossos gestores, empregados e contratados, e a 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 dos últimos. 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 empregados, contratados ou qualquer pessoa que venham a fazer negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, 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 entre nossas coligadas, tais como Sociedades de Propósito Específicos (SPEs) e *Joint Ventures*, há algumas das quais nós não detemos o controle.

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.

Dois membros de nosso conselho de administração são partes em processos administrativos e judiciais e investigações de corrupção em andamento.

Um membro de nosso conselho de administração é réu em duas 'Ações Cíveis de Improbidade Administrativa devido a Danos ao Erário'; e um outro membro de nosso conselho de administração é réu em uma Ação de Evasão Fiscal. Ambas ações estão em fase de pré-julgamento. Para mais informações, veja *Item 6. – Processos Cíveis e Criminais Significativos que Envolvem Membros-Chave da Administração*. Não podemos garantir que os processos judiciais e administrativos, ou mesmo o início de novos processos judiciais e administrativos contra quaisquer membros de nossa administração ou conselho de administração, não imponham limitações ou restrições ao desempenho dos membros da nossa administração e conselho de administração que são parte nestes processos. Além disso, não podemos garantir que essas limitações não terão um efeito adverso em nós ou na nossa reputação.

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

Atualmente, considerando projetos e empresas que são controlados em conjunto, a CEMIG tem mais de 70 usinas hidrelétricas, com 5.969 MW, representando 98.1% da nossa capacidade instalada.

A água é a principal matéria-prima para a produção de energia da CEMIG, e é 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, e pontes, entre outras. Em períodos de estiagem severa, como os vividos nos anos de 2013 a 2019, 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, e toma medidas para analisar as contribuições da comunidade e estudos 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, o Estado de Minas Gerais detém 51% das ações ordinárias da CEMIG, e na qualidade de acionista majoritário da Companhia detém plenos poderes para decidir sobre 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 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 não conseguir evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação, ou outros efeitos adversos aos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

A nossa empresa está sujeita a diferentes estruturas regulatórias, tais como: (a) leis e regulamentos do setor energético, como a Lei 10848/04 (Comercialização de Energia), e regulamentações da ANEEL; (b) as leis e regulamentos que se aplicam às empresas de capital aberto com títulos negociados no mercado de capitais brasileiro, como a Lei 6404/76 (a ‘Lei das Sociedades por Ações’), e regulamentações da CVM; (c) leis e regulamentos que se aplicam às empresas brasileiras de capital público majoritário, como a Lei 13303/16 (a ‘Lei das Estatais’); e (d) leis e regulamentos aplicáveis às empresas brasileiras que têm títulos registrados na SEC dos Estados Unidos, como a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, a Lei de Práticas de Corrupção no Exterior (FCPA) e regulamentos da SEC; e (e) leis e regulamentação dispoem sobre privacidade e proteção de dados, tal como Lei 13709/2018 (a ‘Lei Geral de Proteção de Dados’, ou LGPD) – entre outras.

Além disso, o Brasil vem intensificando e aprimorando sua legislação e estruturas referentes à defesa da concorrência, ao combate à improbidade e a prevenção das práticas de corrupção. Por exemplo, a Lei 12846/13 (a ‘Lei Anticorrupção’) estabeleceu responsabilidades objetivas às empresas brasileiras que venham a cometer atos contra a administração

pública nacional ou estrangeira, entre os quais estão inclusos aqueles relacionados a processos de licitação e contratos administrativos, e determinou 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, e de auditoria e controles internos, além de adotar as recomendações de Melhores Práticas de Governança Corporativa, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa ('IBGC'), e do arcabouço do *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO). 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, a Lei das Estatais e outras legislações complementares.

No entanto, apesar da Companhia ter processos de Governança, Gestão de Riscos e *Compliance*, há a possibilidade que não seríamos capazes de evitar futuras violações às leis e regulações a que estamos sujeitos (em relação a trabalho, impostos, meio ambiente, e 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, ou pessoas físicas ou jurídicas contratadas, ou outros agentes que possam representar a Companhia junto a terceiros, especialmente o Poder Público.

Nossa administração identificou fraquezas materiais nos controles internos sobre relatórios financeiros e concluiu que nosso controle interno sobre relatórios financeiros não foi inteiramente eficaz em 31 de dezembro de 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020, o que pode ter um efeito adverso significativo nos resultados das operações e condição financeira da Companhia.

Nossa administração identificou fraquezas materiais em nosso controle interno sobre os relatórios financeiros nos últimos 5 anos. Para mais informações sobre a fraqueza material identificada pela nossa administração, veja: *Item 15 – Controles e Procedimentos – Relatório Anual da Administração acerca do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros*. Como resultado das fraquezas materiais identificadas, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros não foram eficazes em 31 de dezembro dos últimos 5 anos. Embora tenhamos desenvolvido e implementado várias medidas para remediar essas fraquezas materiais, não podemos ter certeza de que remediaremos nossas fraquezas materiais existente ou de que não haverá outras fraquezas materiais em nosso controle interno sobre relatórios financeiros no futuro.

Se nossos esforços para remediar as fraquezas materiais não forem bem-sucedidos, talvez não possamos reportar os resultados da Companhia para períodos futuros de forma precisa e em tempo hábil e fazer os nossos registros necessários com as autoridades governamentais, incluindo a SEC e a CVM. Devido às suas limitações inerentes, nosso controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar distorções, e não podemos ter certeza de que no futuro fraquezas materiais adicionais não existirão ou serão descobertas. Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar os negócios, resultados operacionais e condição financeira nossos e da Companhia adversamente.

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 pessoas-chave qualificadas. Nos últimos anos, temos realizado programas de incentivo de desligamento voluntário abertos a todos os nossos funcionários. Esses programas podem reduzir o nosso quadro de funcionários para além da nossa capacidade de contratar novos funcionários para ocupar posições-chave. Nosso sucesso depende de nossa capacidade de continuar a treinar eficazmente nosso pessoal de forma que os profissionais, no futuro, possam assumir cargos chave na organização. Nós não podemos assegurar que poderemos treinar, qualificar ou reter, de forma adequada, o pessoal chave, ou que poderemos fazer isso sem custos ou atrasos. Tampouco podemos assegurar que poderemos contratar novos profissionais qualificados, em particular para áreas operacionais, caso se configure esta necessidade. Qualquer falha nas ações planejadas pode afetar adversamente os resultados das nossas operações e dos nossos negócios.

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 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 destas subsidiárias gerarem lucro suficiente em qualquer exercício social, e também de eventuais cláusulas restritivas (*covenants*) em contratos de empréstimos e financeiros destas subsidiárias, e de eventuais restrições impostas pela agência reguladora, que estabelecem limites para seus pagamentos de dividendos, a também. Da mesma forma, temos uma limitação no pagamento de dividendos que não pode exceder o mínimo obrigatório de 50% do lucro líquido do exercício social, constante do nosso Estatuto Social, em função de cláusulas restritivas (*covenants*) dos contratos de empréstimos e financiamentos das subsidiárias em que somos garantidores. 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.

A agência reguladora, ANEEL, possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as distribuidoras cobram de seus clientes. Tais tarifas são definidas de forma a preservar o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão celebrados com a ANEEL.

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que permite três tipos de reajustes de tarifas: (a) o Reajuste Anual; (b) a Revisão Periódica; e (c) 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, e definir custos de operação eficiente. A Revisão Extraordinária da RAP 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 estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas ('RAP') para nossas empresas de transmissão; qualquer reajuste que resulte em redução dessas RAP pode ter um efeito adverso significativo sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

ANEEL decide, em nome do Governo Federal, a RAP que recebemos nas nossas empresas de transmissão. Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: (a) Reajustes Anuais de tarifa, ou RAP; e (b) a Revisão Tarifária Periódica, ou RTP. O Reajuste Anual de nossas receitas de transmissão ocorre anualmente em junho e entra em vigor em julho do mesmo ano. Os Reajustes Anuais consideram as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação; e as receitas do período anterior são corrigidas pela inflação: (i) pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), para Contrato nº 006/1997; e (ii) pelo IGP-M, para Contrato nº 079/2000. A revisão tarifária periódica ocorre a cada cinco anos. Durante a revisão tarifária periódica, os investimentos realizados por uma concessionária no período e os custos operacionais da concessão são analisados pela ANEEL. A agência reguladora leva em consideração apenas os investimentos que ela considera prudentes e os custos operacionais que ela avalia como sendo eficientes, com base em uma metodologia de benchmarking. Portanto, o mecanismo de revisão tarifária está sujeito, em certa medida, ao poder discricionário da ANEEL, uma vez que poderia deixar de reconhecer investimentos feitos, e poderia reconhecer receitas relacionadas aos custos operacionais em nível inferior aos custos efetivamente incorridos. Isso pode resultar em um efeito adverso significativo nos resultados de nossos negócios.

A Revisão Extraordinária da RAP 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. Isso pode ter um efeito adverso significativo em 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 ao próprio ONS, são compartilhados entre companhias de geração, transmissão e distribuição. Até que um responsável final seja definido, a responsabilidade por tais danos será compartilhada na proporção de 35,7% para os agentes de distribuição, 28,6% para os agentes de transmissão e 35,7% para os agentes de geração. As proporções atribuídas a cada categoria de concessionária de energia refletem o número de votos que cada uma tem nas Assembleias Gerais do ONS; estas porcentagens podem ser alteradas no futuro. 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 natureza cível, administrativa, ambiental, tributária, trabalhista, e regulatória, dentre outras. Essas reclamações 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 bilhões, em 31 de dezembro de 2020, para ações cujas chances de perda foram avaliadas na categoria 'provável'.

Podemos sofrer um efeito adverso significativo 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 por processos judiciais 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 a atenção da nossa administração e ter efeito negativo sobre nós e sobre a nossa reputação. Veja *Item 6. – Processos civis e criminais significativos que envolvem 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.

Por exigências da legislação brasileira, 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 atualmente existente, podem ter efeitos adversos significativos sobre os resultados de nossas operacionais e nossa condição financeira, em função de atrasos na implementação de projetos de energia, elevando os 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 tem causado atrasos em investimentos em geração, devido à ausência de linhas de transmissão para escoamento da energia gerada. Se quaisquer desses ou outros riscos imprevisíveis 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 resultados operacionais.

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

Exceto para a utilização de aeronaves, não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes, e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. A CEMIG não solicitou proposta, tampouco contratou, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações. A ocorrência de eventos dessa natureza poderá nos gerar custos adicionais inesperados, resultando em efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e/ou 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 e climáticos e riscos associados com outros fenômenos naturais. Além disso, a Companhia e as suas subsidiárias podem ser consideradas 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 contra riscos operacionais, além daquelas coberturas que são compulsórias por determinação legal, como seguro de transporte de bens pertencentes a pessoas jurídicas.

Não podemos garantir que os seguros que contratamos serão suficientes para cobrir integralmente, ou mesmo cobrir, quaisquer responsabilidades incorridas de fato no curso dos nossos negócios, nem 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 para 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 nossos negócios.

Todos os nossos funcionários são representados por sindicatos. Divergências sobre questões envolvendo desinvestimentos ou mudanças em nossa estratégia de negócios, reduções de pessoal, ou 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 sofridas por qualquer dos nossos fornecedores de grande porte ou empresas contratadas, ou em suas instalações, podem prejudicar nossa capacidade de operar nossos negócios, ou concluir grandes projetos, e podem afetar 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 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 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 Federal seja obrigado a nos compensar pela rescisão antecipada de nossas concessões, não podemos garantir que o valor pago pelo Governo Federal 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.

A perda da concessão de nossa subsidiária Gasmig poderia causar perdas nos resultados da Gasmig.

Em 1993, a Gasmig obteve a concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado a clientes dos segmentos industrial, automotivo, comercial, institucional e residencial no estado de Minas Gerais por um período de 30 anos (o 'Contrato de Concessão'). A concessão foi prorrogada até 10 de janeiro de 2053 pela assinatura da Segunda Alteração ao Contrato de Concessão, assinada em 26 de dezembro de 2014.

Em 19 de Setembro de 2019, a Gasmig executou a Terceira Alteração ao Contrato de Concessão, que substituiu a obrigação da Gasmig de construir um gasoduto da cidade de Queluzito, em Minas Gerais, em direção à cidade de Uberaba, Minas Gerais, por um pagamento compensatório de R\$ 852 milhões ao Estado de Minas Gerais, e confirmou a extensão do Contrato de Concessão até 10 de janeiro de 2053. Além disso, a Gasmig assumiu o compromisso de atingir

um total de 100.000 clientes atendidos até o final de 2022 e construir redes para atender às sete mesorregiões do Estado de Minas Gerais. Atualmente, serve cinco delas.

Nos termos do Artigo 35 da Lei 8987 de 13 de Fevereiro de 1995, (a ‘Lei das concessões’), a concessão está sujeita à cessação antecipada em determinadas circunstâncias, incluindo as seguintes: (i) advento do termo contratual; (ii) encampação da operação pelo estado; (iii) cessação por outras razões, geralmente de tempo, decorrente da lei; (iv) rescisão do contrato (amigavelmente ou pelos tribunais); (v) anulação do contrato de concessão como consequência de uma falha ou irregularidade verificada em um processo de concurso ou de oferta pública ou na forma da sua concessão; ou (vi) a falência ou extinção do titular da concessão. Em qualquer uma dessas circunstâncias, os ativos da concessão reverterão para o Poder Concedente, o Estado de Minas Gerais. No caso de a Gasmig perder a concessão, por qualquer razão, não podemos garantir que o montante da qualquer indenização pagável à Gasmig será suficiente para compensar os seus investimentos, a taxa implícita de retorno, nem a perda de lucros futuros relacionados aos ativos ainda não totalmente amortizados ou depreciados.

As atividades desenvolvidas pela Gasmig estão sujeitas a interrupções, perturbações e riscos no sistema de distribuição, causados por acidentes, dificuldades operacionais, danos, falhas de equipamento ou processos, causas naturais ou catástrofes (como explosões, incêndios, inundações, deslizamentos de terra, sabotagem, terrorismo, vandalismo, dentre outros). Tais eventos podem fazer com que a Gasmig tenha a obrigação de indenizar clientes que sofram danos e que possam expô-los a processos administrativos ou judiciais.

Além disso, a Gasmig poderá sofrer a intervenção do Poder Concedente caso este Poder entenda que existe o risco de a Gasmig não conseguir prestar os serviços, ou no caso da Gasmig ter deixado de cumprir com as suas obrigações sob o contrato de concessão ou a Lei aplicável. Nestes casos, o Poder Concedente poderá também impor multas pesadas contra a Gasmig, ou até mesmo revogar a sua concessão.

A extinção precoce do contrato de concessão, e as penalidades ligadas a tal extinção, gerariam impactos significativos nos resultados da Gasmig e afetariam a sua capacidade de pagar e cumprir as suas obrigações financeiras. O término contratual da concessão da Gasmig ocorre em janeiro de 2053, e a concessão pode ser prorrogada, pelo critério exclusivo do Poder Concedente.

Mudanças na metodologia e nos parâmetros adotados pelas autoridades reguladoras no que se refere aos ciclos de revisão tarifária da Gasmig podem impactar negativamente nossas operações e nossa condição financeira.

Os parâmetros gerais de regulação tarifária são especificados no Contrato de Concessão, que (i) determina as orientações gerais para ajustes das tarifas; (ii) garante a repasse do custo de aquisição de gás e da revisão tarifária; e (iii) determina a margem de distribuição, que permite a sustentabilidade econômica e financeira da Gasmig, de acordo com as melhores práticas utilizadas pelas agências reguladoras brasileiras e internacionais para o setor da distribuição de gás natural.

O Contrato de Concessão também estipula que a tarifa será revista se ocorrerem eventos que coloquem em risco o equilíbrio econômico e financeiro do Contrato, sob a forma e durante os períodos necessários para evitar perdas devido à insuficiência tarifária.

Em novembro de 2019, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (‘SEDE’), órgão do Governo do Estado de Minas Gerais, responsável pela regulação da distribuição de gás canalizado, concluiu o primeiro ciclo de revisão tarifária, em que foram determinados os parâmetros em relação à taxa de remuneração e as expectativas de investimentos, custos e volumes, para a determinação das tarifas no ciclo de 2018-2022. Além disso, a SEDE incluiu o impacto do pagamento da Subvenção Compensatória nas tarifas.

Alterações nos ciclos de revisão tarifária podem causar um efeito adverso importante nas atividades da Gasmig, afetando sua condição financeira e os resultados de suas operações. Poderiam também gerar impactos sobre as condições do mercado e os preços dos títulos no Brasil, afetando negativamente a Gasmig – podendo alterar o preço do gás, ou aumentar os custos da realização de suas atividades.

A Gasmig pode não ter êxito na implementação das estratégias em seu plano estratégico de longo prazo no momento desejado, ou incorrer em custos inesperados, que poderiam causar consequências adversas para seus negócios, resultados operacionais e condições financeiras.

A capacidade da Gasmig de cumprir os objetivos estratégicos depende, em grande parte, de uma implementação em tempo hábil e bem-sucedida, com uma boa relação custo-benefício, da sua estratégia a longo prazo.

Alguns dos fatores que podem afetar negativamente essa implementação são:

- Alterações substanciais nas condições econômicas.

- Alterações substanciais em questões regulatórias.
- A capacidade de gerar fluxo de caixa, ou obter financiamentos futuros, necessários para implementação de projetos.
- A incapacidade de obter licenças e aprovações governamentais necessárias.
- Problemas imprevistos de engenharia.
- Investimentos inesperados em questões ambientais decorrentes de alterações na legislação e/ou de incidentes que exijam indenizações por danos ambientais.
- Atrasos inesperados nos processos de expropriação e estabelecimento de direitos de servidão.
- A indisponibilidade de força de trabalho e equipamentos.
- Greves.
- Atrasos na entrega de equipamentos por fornecedores.
- Inadequação das instalações físicas e dos equipamentos para garantir atividade ininterrupta dos negócios e proteger os processos críticos contra falhas e acidentes.
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento de suas obrigações contratuais.
- Interferências climáticas ou restrições ambientais.
- Variações significativas das condições hidrológicas em relação à média histórica, ou seja, ocorrência de chuvas em volume ou frequência diferente da média histórica.
- Mudanças na legislação ambiental, criando novas obrigações e causando custos adicionais para projetos.
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas.
- Perpetuação das condições de restrição impostas pela Covid-19.
- A ocorrência de qualquer dos fatores acima pode resultar em aumentos significativos de custos, ou atrasar /dificultar a implementação de iniciativas e, conseqüentemente, comprometer a execução do plano estratégico da Gasmig, com efeito negativo sobre os resultados operacionais e financeiros da Gasmig e da CEMIG.

A existência de um único fornecedor de gás natural no Brasil afeta a competitividade no mercado em que a Gasmig atua.

O mercado de gás está em processo de abertura, contudo, ainda há alguns obstáculos a serem transpostos. Por esse motivo, a Petrobras ainda detém o monopólio no fornecimento e transporte de gás natural. A Gasmig e a Petrobras firmaram um Contrato de Compra para o fornecimento de gás natural, na modalidade Firme-Inflexível, especificando a quantidade contratada, o preço do gás e outros fatores. O preço do gás adquirido da Petrobras tem uma variação definida por uma fórmula contratual e é reajustado de acordo com a variação do petróleo tipo Brent e o dólar. Em 2020, o preço de aquisição de gás para o mercado não térmico teve grandes variações durante o ano, chegando a reduzir seu custo em 27,4%, mas se recuperou e terminou o ano de 2020 com uma redução de 3,7%.

O contrato firmado tem vigência até 2023 e a precificação da parcela de molécula só poderá ser alterada por acordo entre as partes. O preço do transporte do gás natural é regulado, e pode ser revisado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Caso a ANP altere a precificação, o valor será repassado às distribuidoras.

Mudanças nos preços e/ou políticas de preços dos produtos substitutos ao produto que a Gasmig vende podem afetar o preço dos produtos energéticos vendidos pela Gasmig.

A Petrobras também determina os preços dos principais energéticos substitutos. Em 2017, a Petrobras também revisou sua política de preços para fontes de energia que competem com o gás natural. Os preços do GLP (gás liquefeito de petróleo) e do óleo combustível sofreram diversas significativas no ano passado. Os preços desses energéticos também variam de acordo com o preço do petróleo e do dólar, o que pode resultar em uma manutenção da competitividade com relação ao gás.

A Petrobras pode revisar sua política de preços a qualquer momento. Quaisquer mudanças podem influenciar a demanda do mercado por gás natural e seus combustíveis substitutos, como GLP, gás de petróleo e/ou óleo combustível, impactando, portanto, positiva ou negativamente os resultados operacionais da Gasmig e a situação financeira.

Abertura do mercado de gás e medidas para incentivar a redução do preço podem afetar a rentabilidade da Gasmig.

Em 2016, o governo federal brasileiro lançou o programa ‘Gás para Crescer’ com o objetivo de fomentar o mercado de gás natural no Brasil, por meio da implementação de mudanças no ambiente regulatório do setor de gás natural, preparando-o para uma redução da participação da Petrobras. As propostas do programa ‘Gás para Crescer’ foram incorporadas a um projeto de lei que tramita faz alguns anos no Congresso Federal. Ainda como consequência desse

programa, a Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (ANP) lançou Editais de Contribuição Pública visando receber contribuições de agentes da cadeia do gás natural possibilitando a entrada de novos players no mercado.

O programa ‘Gás para Crescer’ foi sucedido pelo programa ‘Novo Mercado de Gás’. As principais diretrizes do programa estão consolidadas na Resolução CNPE 16/2019, que estabelece princípios e objetivos voltados à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural no país.

Dentre as diretrizes se estabelece que deve haver incentivo para os Estados e Distrito Federal adotarem boas práticas regulatórias que contribuam para a efetiva liberalização do mercado, o aumento da transparência e eficiência, desverticalização do setor e precificação adequada no fornecimento de gás natural por segmento de usuários. Também deverá haver incentivo para que os Estados e o Distrito Federal adotem reformas e medidas estruturantes, incluindo eventual aditivo aos contratos de concessão para refletir boas práticas regulatórias, que incluem os princípios regulatórios para os Consumidores Livres, produtores independentes e importadores independentes. Por fim, deverá haver incentivo para que os Estados promovam a privatização da concessionária estadual de serviço local de gás canalizado.

Em julho de 2019 a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) celebraram Termo de Compromisso de Cessação (TCC), por meio do qual a Petrobras se comprometeu a vender as participações que detém atualmente nas transportadoras Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS (10%) e TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (51%). A estatal também deverá alienar participações acionárias indiretas em companhias distribuidoras, seja alienando suas ações na Gaspetro, ou vendendo as participações da Gaspetro nas companhias distribuidoras. Também foi assumido o compromisso de adoção de determinadas medidas pela Petrobras para dar mais transparência aos contratos de transporte e acesso a terceiros à capacidade dos ativos existentes.

Estas medidas, caso implementadas, poderão afetar a Gasmig, podendo haver variação no preço do custo do gás e na competitividade do gás natural frente a outros energéticos, gerando uma possível desvalorização do gás natural no mercado e alterando o fluxo de caixa operacional da Gasmig – isto é, poderá desembolsar um preço mais expressivo do que o esperado pelo mesmo produto, gerando consequências negativas no âmbito financeiro da Gasmig.

A renovação e/ou prorrogação dos contratos de suprimento de gás não são garantidos e a estratégia de crescimento poderá ser adversamente afetada.

Os contratos de suprimento de gás possuem vigência específica e a Gasmig poderá ser afetada adversamente caso esta renovação e/ou prorrogação não ocorra em termos favoráveis para a estratégia de crescimento da Gasmig, o que pode ocorrer tendo em vista a possibilidade de entrada de novos agentes no mercado de gás.

Além disso, a Gasmig deve cumprir certos requisitos para a renovação do contrato de suprimento de gás e, por tal razão, não pode garantir esse contrato será renovado, ou que será renovado sob os mesmos termos. Se o contrato de suprimento não for renovado, ou se for sob termos menos favoráveis, o negócio, a situação financeira e resultados operacionais da Gasmig poderão ser negativamente afetados.

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

O mercado industrial de grande porte sustenta o volume de vendas e respondeu por 77% do volume de gás não vendido às usinas geradoras de energia térmica em 2020. Os maiores clientes da Gasmig concentram-se nas atividades de siderurgia, metalurgia, mineração e fabricação de celulose.

Em caso de reversão das expectativas e/ou sob um cenário econômico adverso, a continuidade da estrutura de mercado atendida pela Gasmig pode afetar negativamente os seus negócios, resultado operacional e/ou condições financeiras.

Discussões em andamento sobre novas diretrizes de políticas públicas relativas ao mercado de gás no Brasil podem afetar negativamente o negócio da Gasmig, se implementadas.

Desde o segundo semestre de 2016, a Petrobras vem diminuindo sua presença na cadeia de abastecimento de gás natural. Em 2017, vendeu 90% da sua participação na Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS para a empresa canadense Brookfield Infrastructure Partners e em julho de 2020 concluiu a venda de 100% de sua participação na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG para o grupo formado pela Engie e pelo fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CPDQ).

Mesmo com tais alienações, a Petrobras continua com uma posição dominante no mercado, pois possui contrato para o transporte de gás destes ativos e continua como fornecedor monopolista no mercado de gás brasileiro.

Em 2019, foi instituído o programa ‘*Novo Mercado de Gás*’, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia em parceria com o Ministério da Economia, ANP, Cade e EPE sobre quatro pilares: Promoção de concorrência: Integração do gás natural com os setores elétrico e industrial; harmonização das regulações estadual e federal; e a remoção de barreiras tributárias. Destacamos como resultados práticos do programa a edição da Resolução nº 16 de 24 de junho de 2019 do Conselho Nacional de Política Energética (‘CNPE’) e a assinatura de Termo de Compromisso de Cessação (‘TCC’) entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras. A Resolução nº 16 do CNPE detalha diretrizes de política energética para o alcance dos objetivos do ‘Novo Mercado de Gás’, especialmente no que tange à promoção da concorrência. O TCC celebrado entre Cade e Petrobras visa estimular a concorrência no setor e impedir a ocorrência futura de condutas anticompetitivas, abrangendo alienação total de ativos de transporte por parte do agente dominante, liberação da capacidade de transporte excedente ao mercado e negociação não discriminatória de acesso a terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural.

Por fim, o projeto de lei 6407/2013 conhecido como a ‘*Nova Lei do Gás*’, que consolida alguns avanços necessários para a formação de um mercado de gás natural aberto, foi aprovado pelo Senado Federal, em 10 de dezembro de 2020, faltando apenas ser aprovado novamente pela Câmara dos Deputados e sancionado pelo Presidente da República.

As mudanças propostas podem conter impactos negativos sobre o negócio de distribuição de gás natural, bem como gerar incertezas sobre alguns aspectos. A adoção de sistemas de entradas e saídas na atividade de transporte gera incertezas quanto ao custo futuro do serviço de transporte. O incentivo às unidades da federação para adoção de princípios regulatórios harmônicos para agentes livres (autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres) pode representar riscos às concessionárias de distribuição de arcar com compromissos de retirada mínima inclusos em contratos de suprimento ou mesmo de sofrer com by-pass físico de grandes consumidores.

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 outorgada à Gasmig.

A Constituição Federal do Brasil estabelece que é função dos estados explorar os serviços locais de gás canalizado, diretamente ou por meio de concessões. A Gasmig está sob o controle indireto do Estado de Minas Gerais, por meio da posição acionária majoritária mantida pela CEMIG na Gasmig. A Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE) é uma divisão do governo do estado, responsável pela função reguladora dos serviços de distribuição do gás canalizado. A SEDE 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 SEDE, tem a autoridade para direcionar esforços e investimentos da Gasmig 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.

Historicamente, o ambiente político brasileiro tem influenciado, e continua a influenciar, o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam a afetar a confiança dos investidores e a do público em geral, o que tem resultado em desaceleração econômica e maior volatilidade nos títulos emitidos por empresas brasileiras. 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.

Além disso, os mercados brasileiros vêm experimentando uma maior volatilidade devido às incertezas decorrente de investigações contra corrupção, e outras investigações sendo conduzidas pela Procuradoria Federal e seus impactos 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 vier a afetar a economia brasileira poderia 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;
- A política regulatória para o setor energético;
- Inflação;
- Variações das taxas de juros;
- Política fiscal;
- Demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- A liquidez dos mercados internos de capitais e empréstimos;
- Desenvolvimento do setor de energia;
- Controles de câmbio e restrições às remessas no exterior; e/ou
- Limitações ao comércio internacional.

A incerteza sobre se o Governo Federal 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 de 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.

Além disso, existem incertezas quanto à capacidade do governo federal de promover ações em 2021 que minimizem os impactos da Covid-19 e promovam uma recuperação econômica mais rápida.

Essas incertezas, juntamente com a atual crise econômica pela qual o Brasil está passando e outros desenvolvimentos futuros na economia brasileira, podem afetar adversamente nossos negócios, os resultados das nossas operações e a nossa situação financeira.

A estabilidade do Real é influenciada pelo seu relacionamento com o Dólar norte-americano, a inflação, e a política cambial do governo brasileiro. Nossos negócios podem ser adversamente afetados por qualquer nova volatilidade 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, variações periódicas pequenas variando de diárias a mensais, flutuação e controle do câmbio e um câmbio paralelo. De tempos em tempos, houve significativas flutuações entre o Dólar norte-americano e o Real brasileiro e demais moedas. Em 31 de dezembro de 2020, a taxa de câmbio entre o Real e o dólar norte-americano era de R\$ 5,1935 para US\$1. Não há garantia de que o Real não se depreciará, ou se valorizará, em relação ao dólar norte-americano no futuro.

A instabilidade da taxa de câmbio entre o Real brasileiro e o dólar norte-americano pode ter um efeito material adverso sobre nós. A depreciação do *Real* em relação ao dólar norte-americano e a 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, conseqüentemente, 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, o que poderia afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais ou perspectivas.

Geralmente, não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares, nem fazemos outros acordos com terceiros para nos proteger 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 entre dívida de curto prazo e 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, e condição financeira, e o 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 2018, 2019 e 2020 foram 3,75%, 4,31% e 4,52%, respectivamente. Não se pode garantir que a inflação permanecerá nestes níveis.

Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando ajustar o valor do Real, podem acarretar 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.

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, poderia afetar negativamente a receita gerada pelos nossos investimentos financeiros, mas também teria o efeito positivo de reavaliação dos ajustes nos saldos de ativos financeiros de nossas concessões. Praticamente a totalidade das despesas operacionais de caixa é denominada em Reais e tende a aumentar com a inflação brasileira. As pressões inflacionárias podem também 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, as ADSs de nossas ações preferenciais e/ou ações ordinárias, e outros títulos.

Riscos relativos às ações preferenciais e ordinárias e às ADSs preferenciais e ordinárias a instabilidade da taxa de câmbio pode afetar adversamente o valor das remessas de dividendos para fora do Brasil e 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 norte-americano e outras moedas, no futuro. Essa instabilidade poderá afetar adversamente o equivalente em dólares norte-americanos do preço de mercado das nossas ações e, por consequência de nossas ADSs, ordinárias e preferenciais, bem como das remessas de dividendos do Brasil para o exterior. Veja mais informações em *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, e das ADSs de nossas ações preferenciais e/ou 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 do mercado de valores mobiliários brasileiros podem prejudicar nossos acionistas.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como ações preferenciais ou ordinárias, ou as ADSs de ações preferenciais ou 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, as quais podem 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 ou ordinárias pelo preço e no prazo que deseja. No fim de 2020, a capitalização da 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, foi de aproximadamente R\$ 5,14 trilhões e a média diária de volume de negociações foi de aproximadamente R\$ 29,8 bilhões.

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

Nossa governança corporativa, nossas exigências de divulgação de informações e nossas práticas contábeis são regidas por nosso Estatuto Social, pelo *Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1* da B3 (a principal bolsa de valores brasileira), pela Lei das Sociedades por Ações (Lei Federal 6.404/76) 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 ser diferentes de acordo com a Lei Brasileira de Sociedades por Ações de que sob as 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, potencialmente desfavorecendo detentores de ações preferenciais ou ordinárias, ou ADSs de ações preferenciais ou 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 de Reais (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 de Reais 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 contra a 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 Superior Tribunal da Justiça (STJ), de acordo com os Artigos 216-A a 216 X do Regimento Interno do STJ (RISTJ), introduzidos pela Emendas Regimentais nº 18/2014 e nº 24/2016. Não obstante o acima exposto, não se pode garantir que a ratificação será obtida.

Permutar ADSs de ações preferenciais ou 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 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, para 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, nem o 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 ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, ele poderá depositar suas ações preferenciais ou 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 seja disponível 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. 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, 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, ou das ADSs de ações preferenciais ou 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. Quando não houver tempo hábil para enviar o 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 no futuro 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 10.833/03, 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 e organizacional

A **Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG** é uma sociedade por ações de economia mista, com sede na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. A comissão de valores mobiliários dos Estados Unidos, a *Securities and Exchange Commission* (SEC) mantém um site (<http://www.sec.gov>) que contém relatórios, declarações de procuração e informações e outras informações relacionadas a Companhias registradas, como nós, que protocolam informações eletronicamente na SEC. Nosso endereço na internet é <https://www.CEMIG.com.br>. As informações postadas em nosso website ou que possam ser acessadas por meio de nosso website não são parte integrante, nem estão anexadas ou incorporadas por referência a este Formulário 20-F.

A CEMIG construiu suas três primeiras usinas hidrelétricas na década de 1950 e iniciou suas operações de transmissão e distribuição de energia em 1960. A CEMIG foi constituída em 22 de maio de 1952. Ela foi constituída e é uma companhia existente de acordo com as leis do Brasil e do estado de Minas Gerais. Na década de 1970, a CEMIG assumiu a distribuição de energia na região da cidade de Belo Horizonte, comissionou a hidrelétrica de *São Simão* e avançou na transmissão de energia 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 lançaram 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. Naquela época, junto com a usina de *São Simão*, a usina de Emborcação triplicou a capacidade de geração da Companhia. Em 1983, a CEMIG estabeleceu a Assessoria de Coordenação do Programa Ecológico, responsável pelo planejamento e desenvolvimento de uma política específica de proteção ambiental. Essa nova unidade fomentou a pesquisa de fontes alternativas de energia, como geração eólica e solar, através de biomassa e de gás natural. Desde então, a Companhia tem focado seus projetos de pesquisa nessas fontes alternativas de energia.

Em 1986 foi incorporada a Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig, uma Companhia de distribuição de gás natural, subsidiária da CEMIG. No final da década de 1980, o negócio de distribuição de energia da CEMIG detinha uma participação de mercado no estado de Minas Gerais de 96%.

No ano 2000, a CEMIG foi incluída pela primeira vez no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, reconhecimento que vem se repetindo desde então. Em nosso entendimento isso confirma nossa dedicação ao equilíbrio entre os pilares econômico, ambiental e social da sustentabilidade empresarial. No ano de 2001, as ADRs da CEMIG representando suas ações preferenciais foram reclassificadas passando a integrar o Nível 2 na Bolsa de Valores de Nova York. Em 2004, devido a novas exigências legais e regulatórias, a CEMIG transferiu suas operações para duas subsidiárias integrais: a Companhia de geração e transmissão de energia **CEMIG Geração e Transmissão S.A.** ('CEMIG GT') e a distribuidora de energia **CEMIG Distribuição S.A.** ('CEMIG D').

Em 2006, a CEMIG começou a operar em outros estados, com a aquisição de uma participação significativa na Light S.A. ('Light'), cuja concessão está localizada no estado do Rio de Janeiro, e na Transmissoras Brasileiras de Energia ('TBE'), proprietária de linhas de transmissão no Norte, Centro-Oeste e Sul do Brasil. Em 2008, a CEMIG iniciou sua participação no projeto de geração da UHE *Santo Antônio* no rio Madeira. Em abril de 2009, a CEMIG GT 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 brasileiro de transmissão de energia. Em 2011, a CEMIG GT 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, no 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. Em 2015, foi concluída a associação entre a Vale S.A. ('Vale') e a CEMIG GT constituindo a Aliança Geração de Energia ('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 *Candongá*; mais uma participação de 100% nas seguintes SPes de geração eólica: Central Eólica Garrote Ltda., Central Eólica Santo Inácio III Ltda., Central Eólica Santo Inácio IV Ltda., Central Eólica São Raimundo Ltda., e Central Eólica São Raimundo Ltda. A CEMIG GT venceu a concessão do Lote D no Leilão ANEEL nº 012/2015, destinado à contratação para usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de sua Garantia Física de Energia e de Potência. O lote D é composto por 13 usinas que antes pertenciam à CEMIG, e outras cinco usinas

pertencentes a Furnas Centrais Elétricas S.A. ('Furnas'). A potência de geração instalada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.

Em 17 de julho de 2019, no âmbito da oferta pública de ações realizada pela Light, a Companhia alienou 33.333.333 de ações desta investida de sua titularidade ao preço de R\$ 18,75 por ação e no valor total de R\$ 625 milhões.

Em 22 de janeiro de 2021, a Companhia alienou 68.621.264 ações que detinha naquela investida, ao preço por ação de R\$ 20,00, no valor total de R\$ 1.372 milhões. A transação se insere no contexto de execução do Programa de desinvestimento da Companhia. Com a conclusão desta transação, a CEMIG deixou de ser acionista da Light.

Aumento de capital em 2020

Em 31 de julho de 2020, os acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Ordinária, aprovaram o aumento de capital no valor de R\$ 300 milhões, passando o capital de R\$ 7.294 milhões para R\$ 7.594 milhões, mediante a emissão de 60 milhões de novas ações, com valor nominal de R\$ 5,00 cada, sendo 20.056.076 ordinárias e 39.943.924 preferenciais. As ações que foram subscritas no aumento de capital ocorrido em 31 de julho de 2020 foram integralmente consideradas no cálculo do lucro básico e diluído para o exercício 2020, tendo em vista que essas novas ações já tinham potencial de subscrição desde essa última data, conforme deliberado pelos acionistas.

Aumento de capital em 2021

Considerando que em 31 de dezembro de 2020 as reservas de lucros, com exclusão das reservas de incentivos fiscais, ultrapassavam o capital social em R\$ 1.529 milhões, a Assembleia Geral Anual de Acionistas aprovou em 30 de abril de 2021 a proposta da Administração de aumento do capital social registrado para R\$ 8.467 milhões, de acordo com o Artigo 199 da Lei das Sociedades por Ações, por meio da emissão de novas ações via dividendos em ações disponíveis apenas para os acionistas existentes da Companhia, com os seguintes termos e condições (o 'Aumento de Capital'):

- Valor do Aumento de Capital por meio de bonificação em ações: R\$ 873 milhões por meio da emissão de 174.609.467 novas ações (58.366.345 ações ordinárias nominais e 116.243.122 ações preferenciais nominais) cada uma com valor nominal de R\$ 5,00, tanto para as ações ordinárias quanto para as preferenciais.
- As novas ações têm os mesmos direitos das ações de mesma classe, inclusive direitos relacionados a dividendos e/ou distribuições que possam ser anunciados pela Companhia.

Leilão das antigas concessões de geração da CEMIG GT, e Indenizações

As concessões das usinas hidrelétricas de *Jaguara*, *São Simão*, *Miranda* e *Volta Grande*, operadas pela CEMIG GT, expiraram em agosto de 2013, janeiro de 2015, dezembro de 2016 e fevereiro de 2017, respectivamente.

De acordo com os termos originais dos contratos de concessão das usinas de *Jaguara*, *São Simão* e *Miranda*, a CEMIG GT acreditava que tinha o direito de renovar essas concessões e entrou com processos administrativos e judiciais solicitando a prorrogação dos contratos. Estes pedidos, entretanto, foram rejeitados pelo MME, que entendeu que a solicitação foi efetuada fora do período e em desacordo com as regras estipuladas na Lei 12783/13.

Como parte da decisão judicial, em março de 2017, liminares que mantiveram a CEMIG GT de posse e operação das concessões das usinas de *Jaguara* e *Miranda* foram revogadas. Até a data em que a liminar foi revogada, a CEMIG GT permaneceu no controle dos ativos e reconheceu as receitas com a venda de energia e os custos operacionais dos ativos. A partir desta data, a CEMIG GT cessou o reconhecimento de qualquer depreciação desses ativos e passou a reconhecer as receitas referentes à prestação de serviços de operação e manutenção das referidas usinas, de acordo com o regime de cotas previsto na Lei 12783/13 (o 'Regime de Cotas'). Conforme estipulado na Portaria 432/2015 do MME, a usina de *São Simão* foi operada sob o Regime de Cotas desde setembro de 2015.

Apesar dos processos judiciais em andamento envolvendo as usinas de *São Simão*, *Jaguara* e *Miranda*, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal licitou as concessões para as usinas de *São Simão*, *Jaguara*, *Miranda* e *Volta Grande*. O contrato de concessão da usina de *Volta Grande* expirou em fevereiro de 2017. Essas usinas possuem capacidade total de geração de 2.922 MW, e o preço da concessão na oferta totalizou R\$ 12.131 milhões. As entidades vencedoras desse leilão não são relacionadas à CEMIG.

Os novos contratos de concessão foram assinados em 10 de novembro de 2017, e nesta data foram prorrogados da seguinte forma os períodos nos quais a CEMIG GT foi contratada para continuar temporariamente a operar os ativos:

- Usina *Volta Grande*: até 30 de novembro de 2017;
- Usina *Jaguara* e Usina *Miranda*: até 28 de dezembro de 2017;
- Usina *São Simão*: até 09 de maio de 2018.

Em 3 de agosto de 2017, a Portaria 291/17 do MME fixou em R\$ 1.028 milhões a quantia a ser paga à CEMIG GT, pelo valor residual dos ativos de infraestrutura das usinas de *São Simão* e *Miranda* ao final do contrato, dos quais R\$ 244 milhões se referem ao valor residual da Usina *São Simão* e R\$ 784 milhões se referem ao valor residual da Usina *Miranda* – valores expressos em Reais de setembro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente. Os valores foram ajustados pela taxa básica brasileira (Selic) para títulos federais, e o ajuste total reconhecido em 2018 como uma receita operacional foi de R\$ 55 milhões. Em 31 de agosto de 2018, a CEMIG GT recebeu os valores de reembolso referentes aos ativos não amortizados ou depreciados anteriormente nos planos básicos das usinas hidrelétricas de *São Simão* e *Miranda*, conforme especificado na Portaria 291/2017 do MME. O valor total recebido foi de R\$ 1.139 milhões. Em 31 de dezembro de 2020, os investimentos realizados após a entrada em operação das usinas de *Jaguara*, *São Simão* e *Miranda*, nos montantes de R\$ 174 milhões, R\$ 2,7 milhões e R\$ 23 milhões, respectivamente, estão registrados como ativos financeiros de concessão, e a determinação final dos valores a serem pagos à CEMIG GT está em discussão com o regulador. A Administração não espera perdas na realização desses valores.

O MME ainda não estabeleceu valores de indenização para as usinas de *Jaguara* e *Volta Grande*.

Parques Eólicos no Estado do Ceará

Em 17 de maio de 2018, a CEMIG GT celebrou um instrumento particular com a Energimp S.A. ('Energimp').

Em 20 de dezembro de 2018, após o cumprimento das condições especificadas no instrumento celebrado, a CEMIG GT e a Energimp assinaram o respectivo Memorando de Conclusão da Eliminação de Participações Cruzadas. Com a assinatura deste documento: (i) as participações cruzadas anteriormente existentes entre as partes nas Centrais Eólicas Parajuru, Volta do Rio e Morgado foram eliminadas; (ii) toda a parceria acionária entre as partes deixou de existir; e (iii) a CEMIG GT agora possui 100% do capital social do *Parajuru* e *Volta do Rio*, e a Energimp possui 100% do capital social da *Morgado*.

A seguir estão descritas algumas atividades relacionadas às subsidiárias, controladas em conjunto e coligadas da CEMIG durante os exercícios de 2020, 2019 e 2018:

RENOVA GROUP

Alteração no controle da Renova

Em 15 de outubro de 2019, a Light alienou, por R\$ 1,00, a totalidade de suas ações na controlada em conjunto Renova, equivalentes no total a 17,17% do capital social da Companhia, para o CG I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, a saber 7.163.074 ações e 98 ações preferenciais. Adicionalmente, a Lightcom Comercializadora de Energia S.A. firmou um Contrato de Cessão Onerosa por meio do qual cedeu todos os créditos detidos contra a Renova para o CG I. Com o decurso do prazo previsto no Acordo de Acionistas da Renova, a controlada CEMIG GT não exerceu o seu direito de preferência nem o seu direito de venda conjunta e, portanto, não houve mudança em sua participação acionária direta na Renova.

Requerimento pela Renova de Plano de Recuperação Judicial

Em 16 de outubro de 2019, a segundo Vara de Falências e Recuperações Judiciais do Estado de São Paulo deferiu o pedido de recuperação judicial apresentado pela Renova, e pelas demais empresas do grupo ('Grupo Renova'), e determinou, entre outras medidas, o seguinte: (i) Indicação de empresa independente para exercer a função de administrador judicial; (ii) Suspensão das ações e execuções contra as empresas do Grupo Renova por 180 dias, nos termos do artigo 6º da Lei 11.101/2005; (iii) Prestação de contas até o dia 30 de cada mês, enquanto prossegue o processo de recuperação judicial, sob pena de destituição dos acionistas controladores das sociedades do Grupo Renova e sua substituição por um administrador, nos termos do art. 52, IV, do Lei 11101/2005; (iv) Dispensa de apresentação de certidões negativas de débitos fiscais para que as empresas do Grupo Renova possam continuar exercendo as suas atividades; e (v) Ordem de publicação de lista de credores, com prazo de 15 dias para apresentação de ressalvas e/ou divergências de créditos em relação à recuperação judicial.

Em 18 de dezembro de 2020, os Planos de Recuperação Judicial ajuizados pela Renova foram aprovados pela Assembleia Geral de Credores (AGC). Nesse sentido, os planos descrevem detalhadamente as formas de recuperação, detalham o empréstimo-ponte DIP, identificam as Unidades Produtivas Isoladas (UPIs) e especificam o procedimento para a destinação e alocação de recursos. Para mais detalhes relacionados aos planos de recuperação judicial, consulte o *Item 3. Fatores de Risco* e a Nota 16 de nossas Demonstrações Financeiras.

Considerando a inexistência de quaisquer obrigações legais ou construtivas para com a investida, a Companhia concluiu que a recuperação judicial proposta pela Renova não tem impactos adicionais nas suas demonstrações financeiras.

LIGHT

Desinvestimento da Light

Em 21 de junho de 2017, a CEMIG iniciou o processo de alienação da totalidade de sua participação acionária na Light S.A. ('Light'). Em 14 de julho de 2017, a Rio Minas Energia Participações S.A. ('RME') e a Luce Empreendimentos e Participações S.A. ('Lepsa') também decidiu iniciar um processo para vender toda a sua participação na Light. Isso formalizou a decisão conjunta da CEMIG, da RME e da Lepsa de desinvestir o seu controle acionário da Light, perfazendo um total de 52,12% na época.

Em 27 de novembro de 2018, a RME vendeu 4.350.000 de suas ações ordinárias na Light, reduzindo sua participação para 10,90% da Light, diminuindo, assim, a participação combinada da CEMIG, RME e LEPSA de 52,12% para 49,99% do capital social da Light.

Em 17 de julho de 2019, a Light anunciou o encerramento da oferta pública primária e secundária de ações ordinárias, nominativas e escriturais de emissão da Light, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer encargos ou gravames. Na oferta, foram emitidas (i) 100.000.000 (cem milhões) de novas ações emitidas da Light, após um aumento do capital social da Light, e (ii) foram alienadas 33.333.333 (trinta e três milhões, trezentos e trinta e três mil, trezentas e trinta e três) ações detidas pela CEMIG, ao preço por ação de R\$ 18,75.

Com a liquidação da Oferta Restrita, a participação da Companhia no capital social total da Light S.A. foi reduzida de 49,99%, para 22,58%, o que limitou o seu direito de voto nas assembleias dos acionistas e, conseqüentemente, a sua capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Dessa forma, a partir daquela data, a Companhia não detinha mais poderes que lhe conferissem o controle desta investida. De acordo com a IFRS 10 – *Demonstrações financeiras consolidadas*, a investida não era mais considerada uma subsidiária e, portanto, deixou de ser consolidada nas demonstrações financeiras da Companhia.

Em 22 de janeiro de 2021, na oferta pública de ações ordinárias da Light, a CEMIG vendeu a totalidade de sua participação remanescente na Light por R\$ 20,00 (vinte Reais) por ação, por um total de R\$ 1.372 milhões. Com a conclusão desta transação, a CEMIG deixou de ser acionista da Light.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica (Taesa)

Aquisição de 11,624% das ações da Brasnorte Transmissora de Energia S.A. ('Brasnorte')

Em 30 de agosto de 2019, a Taesa concluiu a aquisição de 11,624% da Brasnorte, aumentando sua participação acionária de 88,376% para 100,00%. O preço a ser pago ao vendedor pela Taesa foi determinado em R\$ 18.024 milhões.

Aquisição por Taesa de 100% das ações da Rialma Transmissora de Energia I S.A. ('Rialma')

Em 13 de março de 2020, a Taesa concluiu a aquisição de 100% das ações da Rialma. O ativo, localizado no estado do Rio Grande do Norte, interligado a uma das subestações da Taesa – a subestação Lagoa Nova, da Paraíso Açu Transmissora de Energia SA – proporcionará vantagens operacionais na manutenção do novo ativo, e consequentemente contribuirá para o plano de crescimento da Taesa e para sua consolidação no setor de transmissão do Brasil. A Rialma compreende a linha de transmissão LT Lagoa Nova II – Currais Novos II, tensão 230 kV, circuito duplo, com extensão de 28 quilômetros e Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 12,6 milhões (ciclo 2019-2020).

O preço combinado a ser pago pela Taesa ao vendedor pela aquisição foi de R\$ 60.482 milhões, sujeito a ajustes positivos ou negativos decorrentes da variação entre a dívida líquida e o capital de giro no período entre a data-base e a data do fechamento, bem como outros ajustes posteriores ao fechamento.

Taesa – Encerramento do processo de leilão da Eletrobras

Em 15 de janeiro de 2019, a Taesa foi informada sobre o encerramento formal do processo do Leilão Eletrobras nº 01/2018, referente aos lotes L, N e P, para os quais apresentou a oferta mínima. Por meio de notificação, a Comissão de Alienação do Leilão Eletrobras nº 01/2018 declarou que, em 14 de janeiro de 2019, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou por unanimidade, sem reservas, a ratificação do Leilão Eletrobras nº 01/2018, referente ao lote L (Brasnorte), lote L (Brasnorte) e lote N (Etau). Em relação ao Lote P ('Centroeste'), a CEMIG, que já era acionista juntamente com a Eletrobras, exerceu seu direito de preferência, conforme detalhado neste presente documento.

Em 29 de abril de 2019, a Taesa concluiu a aquisição de ações da Etau, com o pagamento de R\$ 32,9 milhões.

Em 31 de maio de 2019, a Taesa concluiu a aquisição da Brasnorte com o pagamento de R\$ 75,6 milhões e da Transmineiras com o pagamento de R\$ 77,5 milhões.

Taesa vence disputa pelo lote 12

Em 20 de dezembro de 2018, a Taesa venceu a disputa pelo Lote 12 referente ao Leilão de Transmissão 004/2018, promovido nessa data pela ANEEL. O volume de investimentos (capex) e o período de construção mencionados acima são baseados no edital do leilão publicado pela ANEEL. No entanto, a Taesa espera uma redução no volume estimado de investimentos, bem como no período para conclusão e energização do projeto.

	Lote 12
RAP – lance vencedor:	R\$ 58.956.000,00
Deságio	38.80%
Localização	Estado do Rio Grande do Sul
Extensão	587 km
Subestações	5
Capex (Aneel)	R\$ 610 milhões
Período de construção	48 meses

Taesa firma contrato de compra de ações para a aquisição de quatro ativos operacionais de transmissão

Em 17 de dezembro de 2018, a Taesa celebrou um Contrato de Compra e Venda com a Âmbar Energia Ltda. ('Âmbar') e Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Milão ('FIP' e, juntamente com Âmbar, os 'Vendedores'), para a aquisição pela Taesa de (i) todas as ações representativas do capital total e votante da São João Transmissora de Energia S.A. ('SJT') e São Pedro Transmissora de Energia S.A. ('SPT'), e (ii) 51% das ações representativas do capital

total e votante da Triângulo Mineiro Transmissora de Energia S.A. ('TMT') e Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. ('VSB').

Em 3 de janeiro de 2019, uma Assembleia Geral Extraordinária da Taesa aprovou a aquisição da SJT, SPT, TMT e VSB. A conclusão da aquisição está sujeita a certas condições precedentes, incluindo, entre outras: (i) autorizações regulatórias da ANEEL e do Cade; (ii) o não exercício do direito de preferência pela Furnas Centrais Elétricas S.A. ('Furnas') em relação às ações emitidas pela TMT e o não exercício do direito de preferência pela Furnas e CELG Geração e Transmissão S.A. em relação às ações emitidas pela VSB; (iii) confirmação do cumprimento das obrigações estabelecidas no Acordo de Leniência assinado pela J&F Investimentos S.A. e pelos Vendedores, incluindo o compromisso de que nenhuma medida de indenização ou sanção seja proposta contra o comprador; e (iv) não ocorrência de qualquer efeito adverso relevante.

Em 14 de fevereiro de 2020, a Taesa concluiu as aquisições da SJT e da SPT pelo valor ajustado de R\$ 753,2 milhões. As aquisições da TMT e VSB foram canceladas por falta de anuência dos credores.

CEMIG SIM

Lançamento de a CEMIG Soluções Inteligentes em Energia – CEMIG SIM

Em 08 de outubro de 2019, foi lançada a CEMIG Soluções Inteligentes em Energia – CEMIG SIM. Em 08 de outubro de 2019, foi lançada a CEMIG Soluções Inteligentes em Energia - CEMIG SIM. O estatuto social da Efficientia foi alterado para se adequar ao novo objeto da CEMIG SIM e à alteração da razão social. Em 19 de outubro de 2020, uma Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CEMIG aprovou a incorporação da CEMIG Geração Distribuída – CEMIG GD (subsidiária integral), a valor contábil, e em consequência disso, a investida deixou de existir e a Companhia assumiu todos os seus direitos e passivos. A proposta é que a CEMIG SIM atue, neste primeiro momento, mas não apenas, nos seguintes segmentos: geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética (com recursos da P.E.E.) e gestão de fornecimento e armazenamento.

Em 25 de novembro de 2020, a CEMIG SIM – subsidiária integral da Companhia – adquiriu por R\$ 55 milhões 49% de participação em sete sociedades de propósito específico que operam em geração solar fotovoltaica para o mercado de geração distribuída, com capacidade instalada total de 29,45MWp. Em 19 de agosto e 30 de setembro de 2020 essa subsidiária integral havia adquirido 49% de participação em duas outras SPEs operando no mesmo segmento de mercado, nos valores de R\$ 8 milhões e R\$ 10 milhões, respectivamente, com potência instalada total de 11,62MWp.

CENTROESTE

Em 20 de dezembro de 2018, a CEMIG notificou a Eletrobras declarando seu interesse em exercer seu direito de preferência para adquirir a participação detida pela Eletrobras na Companhia Transmissão Centroeste de Minas Gerais S.A. – Centroeste, que constituía o Lote P do Leilão Eletrobras nº 01/2018. Conforme divulgado oficialmente pela Eletrobras em 22 de outubro de 2018, a oferta vencedora foi de R\$ 43,2 milhões.

O direito de preferência foi exercido nos mesmos termos constantes do Edital do leilão. O valor mencionado acima será ajustado pela variação acumulada na taxa Selic no período entre a data de referência e a data de fechamento desta transação, deduzidos os dividendos e/ou juros sobre capital pagos ou declarados a favor da Eletrobras no período.

Em 15 de janeiro de 2019, a CEMIG anunciou que havia sido informada da aceitação e ratificação por parte da Eletrobras do exercício pela CEMIG de seu direito de preferência.

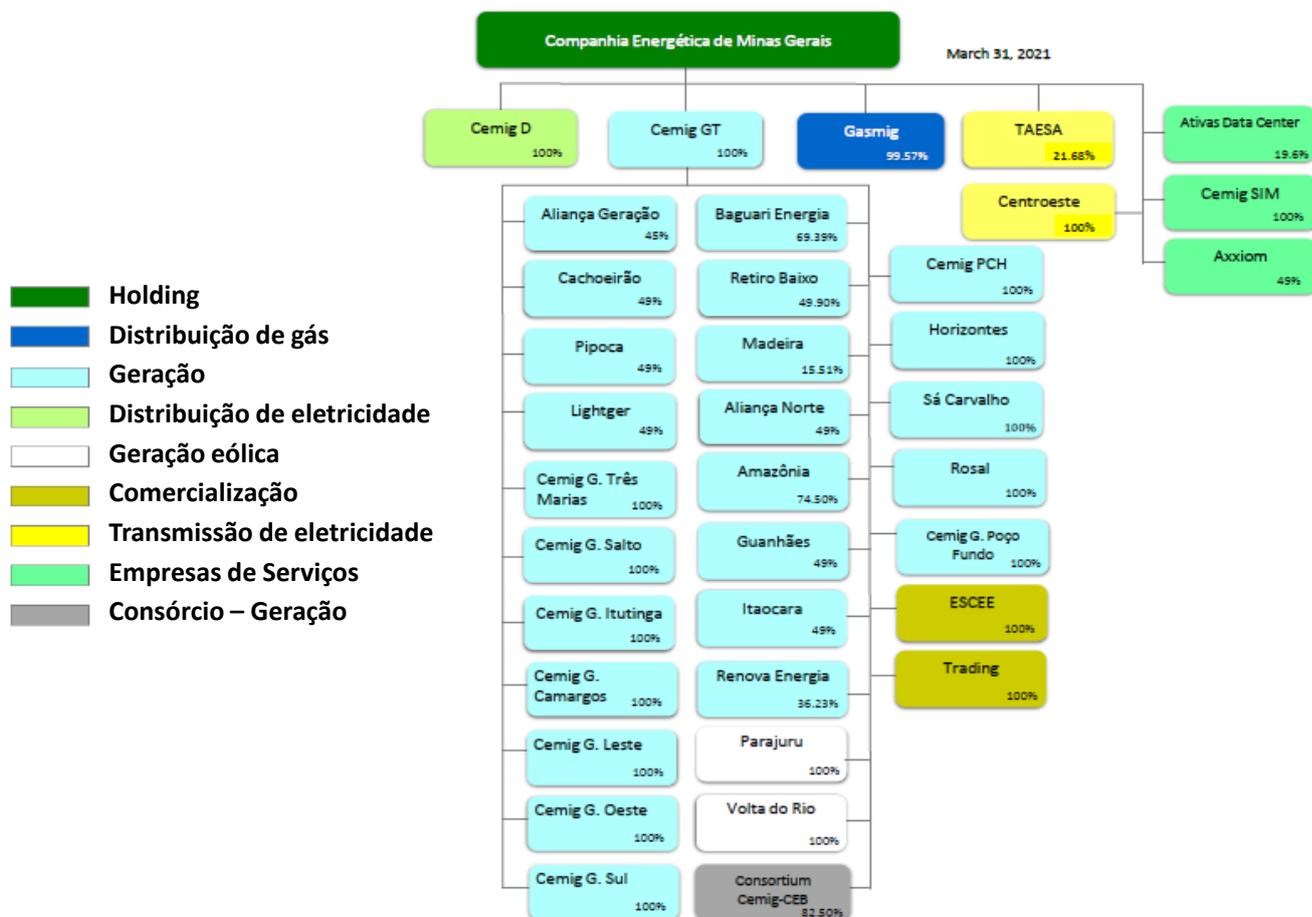
Em 13 de janeiro de 2020, a Centroeste passou a ser subsidiária integral da Companhia por meio da aquisição da participação societária remanescente de 49% detida pela Eletrobras.

A Centroeste opera em construção, implantação, operação e manutenção das instalações da linha de transmissão Furnas–Pimenta, parte da rede elétrica nacional.

O valor pago à vista é de R\$ 45 milhões, que foi o preço do Edital, ajustado pela variação acumulada da taxa Selic até a data da conclusão da operação e ajustado pelos dividendos e/ou juros sobre capital próprio pagos ou declarado pela Centroeste em favor da Eletrobras no período.

Anteriormente à aquisição acima e em 31 de dezembro de 2019, a Companhia detinha 51% do capital da investida, não controlando a entidade, em conformidade com seu acordo de acionistas, portanto, os investimentos na Centroeste estavam registrados pelo método de equivalência patrimonial. Para maiores informações, veja Nota 16 – *Investimentos* das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As empresas incorporadas no Brasil, descritas abaixo, são as nossas principais subsidiárias e associadas. As empresas controladas foram contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial (*):



* Em 31 de março de 2021, a única mudança em nossas principais subsidiárias e coligadas de 31 de dezembro de 2020 a 31 de março de 2021 foi a venda da participação na Light, que já estava categorizada como um ativo mantido para venda. Para obter mais informações, veja 'Desinvestimento da Light'.

As principais subsidiárias, controladas e empresas controladas em conjunto da CEMIG 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.
- SPEs do lote D – 100% de participação: CEMIG Geração Camargos S.A., CEMIG Geração Itutinga S.A., CEMIG Geração Leste S.A., CEMIG Geração Oeste S.A., CEMIG Geração Salto Grande S.A., CEMIG Geração Sul S.A. e CEMIG Geração Três Marias S.A. O Lote D é composto por 13 usinas, anteriormente pertencentes à CEMIG, e mais 5 usinas, que pertenciam a outras empresas. A potência total de geração instalada dessas 18 usinas é de 699,57 MW.
- SPEs – Energia Eólica – participação de 100%: Central Eólica Praias de Parajuru S.A. e Central Eólica Volta do Rio S.A., parques eólicos com 47 aerogeradores com 71,20 MW.
- CEMIG SIM – participação de 100%: geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e gestão de fornecimento e armazenamento.
- Centroeste – participação de 100%: atua na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão da linha de transmissão Furnas–Pimenta – parte integrante da rede elétrica nacional.
- 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, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia em 17 estados do Brasil e no Distrito Federal.

- Aliança Geração de Energia S.A. (‘Aliança’) – controlada em conjunto, com participação direta de 45% do capital social e votante. Sociedade de capital fechado, e atua como uma plataforma de consolidação de ativos de geração e investimentos em futuros projetos de geração de energia.
- Investimento na usina de *Belo Monte* através da Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte. A Amazônia Energia S.A. e a Aliança Norte são acionistas da Norte Energia S.A. (‘Nesa’), titular da concessão para exploração da Usina Hidrelétrica de *Belo Monte*, no Rio Xingu, no Estado do Pará. Através das controladas em conjunto mencionadas acima, CEMIG GT tem participação indireta na Nesa de 11,69%. Após sua conclusão, com a instalação de sua 18ª turbina, em novembro de 2019, a capacidade instalada do complexo de barragens é de 11.233 megawatts (MW). A Usina Hidrelétrica de *Belo Monte* é a maior hidrelétrica 100% brasileira e uma das maiores do mundo.
- Investimento na Usina *Santo Antônio* por meio da Madeira Energia S.A (‘Mesa’) que detém 100% da Santo Antônio Energia S.A., usina hidrelétrica no rio Madeira, no estado de Rondônia, com capacidade instalada de 3.568 megawatts (MW). A CEMIG GT detém 15,51% do capital total da Mesa.

O Plano Estratégico de Longo Prazo

A estratégia de longo prazo e o plano de negócios plurianual, revisados e aprovados pelo Conselho de Administração em 2018, definiram que nossa missão é fornecer soluções integradas de energia limpa, acessíveis à sociedade, de maneira inovadora, sustentável e competitiva.

Em 2021, o Conselho de Administração aprovou a revisão do plano estratégico para o período 2021–2030. As principais diretrizes e orientações incluem:

- Transformar a experiência do cliente para se tornar uma das empresas líderes em satisfação do cliente.
- Executar o programa de desinvestimento de ativos não-core, ativos que não trazem retorno, ativos com participações pouco relevantes e ativos com liquidez, para alavancar novos investimentos.
- Investir para modernizar os negócios principais, expandir as operações e desenvolver uma nova linha de negócios para o futuro, criando um nível superior de valor.
- Redesenhar e digitalizar processos internos, bem como interações com o cliente.
- Assegurar eficiência operacional dos negócios.
- Assegurar competências, aumentar produtividade e otimizar custos de pessoal.
- Assegurar Saúde e Segurança como um valor.
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para os negócios.
- Atender os requisitos regulatórios.
- Reforçar as práticas de meio ambiente, sociais e de governança (‘ESG’).

Está em curso um processo de avaliação das estruturas para desinvestimento da participação da Companhia no capital social da Taesa, dentro do conceito geral de otimização da alocação de capital da Companhia.

Investimentos de capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, em milhões de Reais, foram os seguintes:

Exercício findo em 31 de dezembro de	2020	2019	2018
Rede de distribuição.....	1.319	986	861
Geração de energia (1)	58	26	479
Rede de transmissão (2)	153	223	96
Outros	68	68	79
Total dos investimentos de capital (3)	1.599	1.303	1.515

(1) Inclui custos de empréstimos, capitalizados no montante de R\$ 55 milhões, R\$ 23 milhões e R\$ 31 milhões em 2020, 2019 e 2018. Inclui a contraprestação paga pela participação de 51% na Parajuru e na Volta do Rio no valor de R\$ 166 milhões em 2018.

(2) Inclui adições em ativos financeiros de transmissão no montante de R\$ 153 milhões, R\$ 223 milhões e R\$ 96 milhões em 2020, 2019 e 2018.

(3) As despesas de capital são apresentadas em nossa Demonstração consolidada do fluxo de caixa, principalmente nas linhas de conta relacionadas a ativos contratuais, aquisição de participações acionárias, aportes de capital em investidas, imobilizado, aquisição de subsidiárias e ativos intangíveis.

Em 2021, planejamos realizar investimentos de capital no valor de aproximadamente R\$ 2.347 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R\$ 196 milhões para aportes em subsidiárias em 2021, visando atender necessidades de capital específicas. Os valores previstos para 2021 não incluem investimentos em aquisições, e outros projetos, que não são remunerados pelo Poder Concedente – que não são reconhecidos nos cálculos de tarifas feitos pela ANEEL. Esperamos financiar nossos investimentos de capital em 2021 principalmente com recursos do fluxo de caixa das operações e, em menor grau, por meio de financiamentos.

Visão geral do negócio

Geral

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

CEMIG

Atuamos nas operações de compra e venda de energia por meio de nossas subsidiárias. O volume total de recursos de energia em 2020 totalizou 82.552 GWh, um aumento de 0,7 % em relação a 2019, e de 2,9% em relação a 2018 (80.190 GWh). A quantidade de energia que produzimos em 2020 totalizou 9.080 GWh, um aumento de 34,4% em relação a 2019 (6.756 GWh), e de 86,5% em relação a 2018. A quantidade de energia comprada por nós em 2020 foi de 73.471 GWh – 2,3% menos que os 75.237 GWh comprados em 2019, e 2,5% menos que em 2018 (75.319). Esses números incluem 5.835 GWh comprados da Itaipu em 2020; 5.659 GWh comprados da Itaipu em 2019; e 5.738 GWh comprados da Itaipu em 2018. Através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ('CCEE') e de outras empresas, adquirimos 67.601 GWh em 2020, 69.577 GWh em 2019 e 69.581 GWh em 2018.

A energia comercializada em 2020 foi de 82.552 GWh, um aumento de 0,7% em relação à comercializada em 2019; e 47% dessa quantidade (39.026 GWh) foi vendida aos consumidores finais, cativos e livres. O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2020 foi de 7.012 GWh, o que corresponde a 8% dos recursos totais, e 7,2% a menos que a perda de 7.554 GWh em 2019. A tabela abaixo apresenta a repartição dos recursos e requisitos energéticos da CEMIG comercializados nos últimos três anos:

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG

(GWh)	2020	2019	2018
FONTES	82.552	81.993	80.190
Energia gerada pela CEMIG	7.132	5.533	3.770
Energia gerada pela Sá Carvalho	420	295	326
Energia gerada pela Horizontes	53	48	61
Energia gerada pela CEMIG PCH	75	96	81
Energia gerada pela Rosal Energia	389	192	182
Energia gerada por SPEs.....	1.011	592	451
Energia comprada da Itaipu	5.835	5.659	5.738
Energia comprada da CCEE e outras empresas	67.637	69.577	69.581

(GWh)	2020	2019	2018
REQUISITOS.....	82.552	81.993	80.190
Energia entregue a clientes finais.....	39.026	42.397	42.707
Energia entregue pela Sá Carvalho	522	472	472
Energia entregue pela Horizontes	85	89	87
Energia entregue pela CEMIG PCH	121	121	124
Energia entregue pela Rosal Energia	249	213	235
Energia entregue pelas SPEs.....	940	706	882
Energia entregue à CCEE e outras empresas	34.597	30.441	28.802
Perdas (1)	7.012	7.554	6.881

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (184 GWh em 2020) e ao consumo interno das usinas de geração.

Geração

O negócio de geração de energia elétrica consiste na geração de energia a partir de fontes renováveis de energia (água, vento, sol e biomassa).

Em 31 de dezembro de 2020, fomos o quinto maior grupo de geração de energia no Brasil, com base na capacidade instalada total. Naquela data estávamos gerando energia em mais de 89 centrais elétricas, sendo Pequenas Centrais Hidrelétricas ('PCHs'), e Usinas Hidrelétricas de Energia ('UHEs'), eólicas e solares, com capacidade instalada total de mais de 6.000 MW, com usinas em 10 estados do Brasil. A grande maioria de nossa capacidade é gerada em usinas hidrelétricas (98,1% da capacidade instalada), sendo o restante gerado por termelétricas e parques eólicos.

Nossas cinco principais usinas representaram mais de 66% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2020:

Ranking (capacidade instalada)	Usina de geração de energia	Participação das empresas do Grupo CEMIG	Grupo restrito/irrestrito	Capacidade instalada (MW)(*)	Início da Operação Comercial	Fim da Concessão ou Autorização	Tipo de usina	Participação da CEMIG
1º	Belo Monte	Norte Energia	Irrestrito	1.376	2016	26 ago 2045	UHE	12,25%
2º	Emborcação	CEMIG GT	Restrito	1.192	1982	23 jul 2025*	UHE	100%
3º	Santo Antônio	Saesa	Irrestrito	553	2012	12 jun 2043	UHE	15,51%
4º	Nova Ponte	CEMIG GT	Restrito	510	1994	23 jul 2025*	UHE	100%
5º	Irapé	CEMIG GT	Restrito	399	2006	28 fev 2035	UHE	100%
Subtotal (Top 5)				4.030				
Total (todas as usinas):				6.086				

(*) A capacidade instalada apresentada se refere à participação da CEMIG.

Transmissão

O negócio de transmissão consiste em transportar energia 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 clientes com demanda igual ou superior a 0,5 MW de fontes alternativas de energia, como vento, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas). Em 2021, essa faixa começará em 1,5 MW, chegando a 1,0 MW em 2022. 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 nacional brasileira, regulamentada pela ANEEL e operada pelo ONS. Veja a seção *O setor elétrico brasileiro*. No dia 27 de janeiro de 2021, a CEMIG GT e outras redes de transmissão da CEMIG possuíam aproximadamente 7.039 km de linhas, conforme segue:

CEMIG GT e outras redes de transmissão da CEMIG (km)

Classificação	CEMIG GT	Outras empresas do Grupo CEMIG (1)
Linhas de >525 kV.....	–	70
Linhas de 500 kV.....	1.355	740
Linhas de 440 kV.....	–	68
Linhas de 345 kV.....	1.230	67
Linhas de 230 kV.....	477	367
Linhas de 220 kV.....	–	–
Total.....	3.062	1.312

(1) Proporcional à participação da CEMIG na concessão em questão.

Distribuição

Dentro do Grupo CEMIG, as atividades de distribuição de energia são conduzidas por uma subsidiária integral, a CEMIG Distribution ('CEMIG D').

A CEMIG D possui quatro contratos de concessão para serviço público de distribuição de energia 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, 567.477 km², ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. No dia 31 de dezembro de 2020, o sistema de energia da CEMIG D compreendia 545.706 km de redes de distribuição, por meio das quais forneceu 24.240 GWh para 8.695.421 clientes regulados e transportou 20.078 GWh para 1.774 Clientes Livres que usam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuído foi de 44.318 GWh, sendo 45,6% fornecidos aos clientes industriais regulados e livres, 12,8% a clientes comerciais regulados e livres, 24,8% a clientes residenciais regulados e 16,8% a outros clientes regulados e livres.

Outros negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia, também operamos nos seguintes negócios: (i) geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética (com recursos da P.E.E.), gestão de fornecimento e armazenamento, por meio de nossa subsidiária CEMIG Soluções Inteligentes em Energia (CEMIG SIM); (ii) venda e comercialização de energia, por meio da estruturação e intermediação de operações de compra e venda, comercializando energia no Mercado Livre, por meio de nossas subsidiárias integrais CEMIG Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.; (iii) aquisição, transporte e distribuição de gás e seus subprodutos e derivados através da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig); (iv) soluções em nuvem, infraestrutura de TI, serviços de gestão de TI e cibersegurança por meio da Ativas Data Center; e (v) sistemas de tecnologia e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos (incluindo empresas de energia, gás, água e esgoto e demais empresas de serviços públicos), por meio da 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	2020	2019 (Reapresentado)	2018 (Reapresentado)
Vendas de energia para clientes finais.....	23.018	24.052	21.882
Receitas de vendas no atacado a outras concessionárias	3.414	2.876	2.990
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e 'Outros componentes financeiros' em ajustes de tarifas.....	455	58	1.973
Componente financeiro decorrente da devolução de valores recolhidos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização	266	–	–
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	3.022	2.722	2.045
Receita de manutenção e operação de transmissão.....	280	352	343
Receita de juros decorrente do componente de financiamento no ativo do contrato de transmissão	438	328	311
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição.....	16	18	–
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	347	318	321
Receitas de construção	1.637	1.292	940
Transações com energia na CCEE.....	154	432	217
Mecanismo da venda de excedentes	234	–	–
Fornecimento de gás.....	2.011	2.298	1.995
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(51)	(58)	(44)
Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS	–	1.428	–
Outras	1.709	1.721	1.640
Impostos e encargos incidentes sobre a receita.....	(11.722)	(12.351)	(12.314)
Total das receitas líquidas.....	25.228	25.486	22.299

Geração e comercialização de energia

Visão geral

Em 31 de dezembro de 2020, as cinco principais usinas da CEMIG representavam mais de 66% de sua capacidade instalada de geração de energia.

O mercado da CEMIG consiste na venda de energia para:

- Clientes regulados pela CEMIG, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;
- Clientes Livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;
- Outros agentes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, também no Mercado Livre;
- Distribuidores, no Mercado Regulado; e
- CCEE (eliminando transações existentes entre as empresas do Grupo CEMIG).

O volume total de transações de energia em 2020 foi de 82.552 GWh, um aumento de 0,7% em comparação aos 81.993 GWh em 2019.

Ativos de geração

Na data deste relatório anual, as subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas da CEMIG operam 80 usinas hidrelétricas, totalizando 5.937,07 MW.

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:

- 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. A CEMIG GT incorporou essas empresas em 2016 para deter os contratos de concessão de 18 usinas hidrelétricas obtidos com a vitória no leilão do ano anterior. A capacidade instalada de geração agregada no portfólio total da CEMIG GT foi de 699,6 MW.
- CEMIG PCH S.A. – Produtor independente de energia, 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 *Sá Carvalho*.

As empresas de geração em que a CEMIG GT tem controle em conjunto 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 I*, *Capim Branco II* e *Candongá*. Além das usinas hidrelétricas em operação, existem quatro parques eólicos, que constituem o Complexo Eólico *Santo Inácio* no nordeste do Brasil. A companhia possui capacidade instalada hídrica de 1.257 MW em operação, e será responsável por investimentos em futuros projetos de geração de energia.
- Aliança Norte Energia Participações S.A. (49%) – Em conjunto com a Vale (51%), detém 9% de participação da Norte Energia S.A., titular da concessão para operação da usina hidrelétrica *Belo Monte*, 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) – Em conjunto com a Light (dona de 25,5%), detém 9,77% da Norte Energia S.A., representando uma capacidade instalada para CEMIG GT de 818 MW.

- Renova (48,21% do capital votante, 36,23% do capital total) – Em 31 de dezembro de 2020, a Renova detinha contratos de suprimento para 627.8 MW de capacidade de geração, sendo que 190.5 MW já estavam em operação comercial.
- Baguari Energia S.A. (69,39%) – 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 *Retiro Baixo*, localizada no baixo curso do rio Paraopeba, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 82 MW e energia assegurada de 36,6 MW.
- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (49%) – Produtora independente de energia, operando a PCH *Cachoeirão*, em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. Os outros 51% são detidos pela Santa Maria Energética.
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (49%) – Produção independente de energia elétrica 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%) — Produtora independente de energia elétrica, constituída 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.
- Guanhães Energia S.A. (49%) – Controlada em conjunto, com quatro subsidiárias integrais: a PCH Dores de Guanhães S.A., a PCH Senhora do Porto S.A., a PCH Jacaré S.A. e a PCH Fortuna II S.A. A Guanhães Energia S.A. opera e explora essas quatro PCHs. Três delas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré – estão no município de Dores de Guanhães; a Fortuna II está nos municípios de Virginópolis e Guanhães, todas no Estado de Minas Gerais. Em julho de 2019, o projeto atingiu sua capacidade instalada agregada de 44 MW;
- Madeira Energia S.A. ou Mesa (8,54%) – 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 6,97% e realiza-se através das seguintes empresas: SAAG, FIP Melbourne (33,12%), Parma (56,75%) and FIP Malbec (49,92%).
- Usina Hidrelétrica *Queimado* — A CEMIG GT detém 82,5% de participação, e a sua parceira no 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.

Foram criados os seguintes consórcios para desenvolver projetos futuros:

- Consórcio Tapajós – Foi criado para desenvolver estudos de viabilidade técnica e ambiental de usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós. Os estudos técnicos já foram finalizados e enviados à ANEEL para serem examinados e os estudos ambientais dependem de determinadas licenças para serem concluídos. Em dezembro de 2020, por falta de previsibilidade de processo licitatório a ser conduzido pela ANEEL, a CEMIG GT formalizou sua saída do Consórcio.
- Usina Hidrelétrica *Davinópolis* (49%) – Consórcio formado com a Neoenergia (51%) para estudar a viabilidade do projeto. Devido à falta de previsibilidade quanto à realização do Leilão ANEEL e considerando a inviabilidade econômica e financeira do projeto com os dados previamente coletados, a CEMIG GT pretende formalizar sua saída do Consórcio em 2021.

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 tem monitorado e acompanhado a rápida evolução da geração de energia eólica e sua inclusão na matriz de fontes de energia no Brasil.

A CEMIG GT detém 100% do patrimônio das seguintes empresas com investimentos em parques eólicos:

Central Eólica Praia de Parajuru S.A e Central Eólica Volta do Rio – Parques eólicos localizados no Estado do Ceará com uma capacidade instalada total de 70,8 MW.

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

Renova (48,21% do capital votante e 36,23% do capital total) – Fase A do Complexo Eólico Alto Sertão III, atualmente em implantação com aproximadamente 85% concluídos, será composto por 26 parques eólicos localizados no estado da Bahia com capacidade de geração de 432,6 MW.

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. Existem também dois projetos em construção: Projeto Eólico Acauã e Central Eólica Gravier. Este último está localizado no estado do Ceará, terá uma capacidade instalada total de 71,4 MW e seu início de operação comercial está previsto para o começo de 2022. O primeiro é composto pelos parques eólicos *Acauã I*, *Acauã II* e *Acauã III*, localizados no estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total de 109,2 MW. O início da operação comercial também está previsto para 2022.

Expansão da capacidade de geração

Poço Fundo

Em 5 de fevereiro de 2019, a agência reguladora do setor de energia do Brasil, a ANEEL, aprovou a expansão da capacidade instalada de *Poço Fundo*, uma Pequena Central Hidrelétrica localizada no rio Machado, no estado de Minas Gerais, de 9,16 MW para 30 MW. Além disso, a concessão foi prorrogada até 29 de maio de 2045. Após a conclusão da expansão, a usina será composta por duas unidades geradoras de 15 MW cada.

Em 6 de janeiro de 2020, as obras de expansão foram iniciadas e a entrada em operação comercial de sua primeira unidade de geração está prevista para 21 de junho de 2022.

CEMIG SIM

A CEMIG SIM, subsidiária integral da CEMIG que opera em geração distribuída e soluções de energia, investiu no seu primeiro ano de atividade (2020), cerca de R\$ 73,5 milhões na aquisição de 49% de participações em nove usinas fotovoltaicas. Atualmente a CEMIG SIM atingiu 3.000 clientes nos segmentos comercial e industrial de baixa tensão, que consomem 6,2 GWh mensais.

Em 2021, a CEMIG SIM planeja investir R\$ 113 milhões nos segmentos comercial e industrial e também atuará no segmento residencial.

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 as empresas de transmissão para disponibilizar o uso de seus equipamentos básicos de rede de transmissão. Veja a seção '*O setor elétrico brasileiro*' e *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 (km) em 31 de dezembro,		
	2020	2019	2018
500 kV	2.181	2.181	2.181
345 kV	1.979	1.981	1.981
230 kV	768	769	769
Total	4.928	4.931	4.931

Subestações	Capacidade de transformação (1) das subestações de transmissão em 31 de dezembro,		
	2020	2019	2018
Número de subestações de transmissão (2)	39	38	38
MVA	18.854,65	18.104,65	17.615

(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 operando em transmissão), proporcionais à participação do Grupo CEMIG, nas datas indicadas:

Tensão das linhas de transmissão	Extensão da Rede de Transmissão (km) em 31 de dezembro,		
	2020	2019	2018
>525 kV	112	95	95
500 kV	1.191	1.102	1.101
440 kV	109	109	109
345 kV	108	108	50
230 kV	591	494	415
Total	2.111	1.909	1.722

Ativos de transmissão

Linha de transmissão (LT) *Furnas–Pimenta* (Companhia de Transmissão Centroeste de Minas – Centroeste):

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. Em 13 de janeiro de 2020, a Companhia concluiu a aquisição de 49% do capital social detido pela Eletrobras na Centroeste, passando a ser desde então a única proprietária da investida.

A Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – Taesa é uma empresa privada controlada em conjunto pela CEMIG, que detém 36,97% do capital votante e 21,68% do capital total da Taesa, e pela ISA Investimentos e Participações do Brasil S.A. (14,88% do capital total). 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. Representa a principal participação que temos em uma companhia de transmissão no setor de energia do Brasil.

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, na faixa mais elevada de tensão, e a clientes residenciais e comerciais na faixa mais baixa.

Em 2020, investimos de aproximadamente R\$ 1.273 milhões na construção e aquisição do imobilizado necessário para suprir energia aos nossos clientes, e 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 (km) – Alta tensão (a partir de subestações de distribuição até clientes finais)			
Tensão nas linhas de distribuição	2020	2019	2018
161 kV	48.68	48.68	48.68
138 kV	12.789	12.828	12.787
69 kV	3.579	3.576	3.576
34,5 kV + 230 kV	1.020	1.020	1.020
Total	17.436	17.472	17.432

Extensão da Rede de Distribuição (km) – Média e baixa tensões (entre subestações de distribuição e clientes finais)			
Tensão da rede de distribuição	A partir de 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
Linhas aéreas de distribuição urbana	108.674,65	106.576,40	106.215,93
Linhas subterrâneas de distribuição urbana	2.452,90	2.477,91	2.470,42

Extensão da Rede de Distribuição (km) – Média e baixa tensões (entre subestações de distribuição e clientes finais)

Tensão da rede de distribuição	A partir de 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
Linhas aéreas de distribuição rural.....	417.142,48	413.311,53	410.422,15
Total	528.270,03	522.365,83	519.108,50

Capacidade de transformação abaixadora (1) de subestações de distribuição, 31 de dezembro,

	2020	2019	2018
Número de subestações.....	414	409	405
MVA.....	10.884,05	10.742,00	10.681,35

(1) Capacidade de transformação abaixadora significa a habilidade de um transformador de 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 o período de cinco anos de 2018 a 2022 baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para acomodar esse crescimento, planejamos adicionar linhas de distribuição, até 11.891 quilômetros de média e baixa tensão e 2.958 quilômetros de alta tensão; e 80 subestações abaixadoras, adicionando 2.150 MVA à nossa rede de distribuição.

Compra de energia elétrica

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, compramos 5.835 GWh de energia da Itaipu, representando aproximadamente 15% da energia que vendemos aos clientes finais, e 610 GWh (1,6%) da energia do Proinfa. Também adquirimos 1.091 GWh mediante Contratos de Cotas de Energia Nuclear, ou ‘CCENs’. (2,8%) e 7,507 GWh de energia em Contratos de Cota de Garantia Física, ou ‘CCGFs’. Além desta contratação compulsória, possuímos outros dois tipos de compra de energia: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 24% da energia adquirida para revenda durante o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2020; 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 2020.

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, uma 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 toda a parcela brasileira da energia gerada pela Itaipu, de acordo com a Lei 5899/1973. O Governo Federal aloca a parcela brasileira da energia de Itaipu entre as referidas companhias de energia em montantes proporcionais à respectiva participação de mercado histórica das vendas totais de energia. Por sua Resolução 2178/2016, ANEEL estabeleceu 10,39% como a porcentagem da produção de energia da Itaipu concedida à CCEE que a CEMIG D teria que comprar em 2017. Para 2018, a Resolução 2355/2017 fixou esta porcentagem em 10,09%, e para 2019, 10,03% (Resolução 2500/2018). Para 2020, Resolução 1641/2019 a estabeleceu a porcentagem para CEMIG D em 10,32%. Essas taxas são fixadas para custear as despesas operacionais de Itaipu, 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 de grandes volumes, sendo calculadas em dólares norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar norte-americano contra o Real afetam 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 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 12111/09 e Resolução Normativa da ANEEL 530/12 entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia produzida pelas usinas de Angra I e Angra II.

CCGFs: O Decreto 7805/12 regulamentou a MP 579/12 e criou os instrumentos contratuais que regem a contratação de energia e potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei 12783/13.

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.

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, mas não podem ser renovados. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 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 99,57% das ações da Gasmig e o Município de Belo Horizonte possui o restante das ações.

Em julho de 1995, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à Gasmig uma concessão exclusiva de 30 anos (a partir de janeiro de 1993), para a distribuição de gás canalizado abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e clientes neste 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 de gás canalizado para uso de clientes industriais, comerciais, institucionais e residenciais 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 ('GPL'), e à madeira, produtos de madeira e carvão vegetal. De janeiro a dezembro de 2020, a Gasmig forneceu aproximadamente 2.584 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 61.414 clientes de 40 cidades: 95 plantas industriais de grande e médio porte, 1.121 pequenas plantas industriais e clientes comerciais, 57 estações de distribuição de varejo que fornecem gás natural comprimido ('CNG') para veículos, 2 usinas de geração de energia a gás, 5 projetos de cogeração, 4 distribuidores de CNG para clientes industriais e postos de abastecimento de veículos de varejo, 60.128 residências.

Em 2020, Gasmig registrou uma despesa de aquisição de gás de R\$ 1.083 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 1.436 milhões em 2019, uma redução de 24,58%. Embora o número de clientes tenha aumentado 18,18% (principalmente clientes residenciais), os volumes diminuíram respectivamente 4% e 28% para plantas industriais e estações de distribuição de varejo que fornecem gás natural comprimido para veículos (Gás Natural Veicular – GNV) devido, principalmente, aos efeitos colaterais negativos da pandemia sobre esse setor.

Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, aço, ligas de ferro e metalúrgicas, operam em volume significativo 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 aquelas densamente industrializadas.

Os investimentos em 2020 totalizaram R\$ 42,6 milhões e foram adicionados 67,68 quilômetros à nossa rede de gás natural. Em 2018, a Gasmig começou a abastecer o mercado residencial na cidade de Juiz de Fora, construiu o gasoduto para abastecer uma nova grande planta industrial na cidade de Jacutinga, e adquiriu o local em que está localizado o centro operacional.

Na cidade de Belo Horizonte, os principais projetos desenvolvidos foram os voltados para o atendimento do Mercado Urbano. Foram implantadas redes de densificação de Polietileno de Alta Densidade (*High Density Polyethylene* – HDPE) nos bairros São Pedro, Santo Antônio, Luxemburgo, Prado e Cidade Nova.

Concessões para distribuição de gás

Para a distribuição de gás natural, a competência para realizar concessões é dos estados brasileiros. No estado de Minas Gerais, o órgão regulador, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado, define as tarifas do gás natural por

segmento de mercado. As tarifas são compostas por uma parcela de custo de gás e uma parcela relativa à distribuição de gás. As tarifas são reajustadas a cada trimestre para repasse do custo de gás, e uma vez ao ano para atualização da parcela destinada a cobrir os custos relativos à prestação do serviço de distribuição – remuneração do capital investido e cobertura de todas as despesas operacionais, comerciais e administrativas realizadas pela concessionária.

Estas revisões ocorrem a cada cinco anos, a partir do final do primeiro ciclo, de 2018 a 2022, com o objetivo de avaliar as variações dos custos da Gasmig, e ajustar as tarifas. No Contrato de Concessão também é prevista a possibilidade de revisão extraordinária das tarifas se ocorrerem motivações que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão.

Em 14 de dezembro de 2018, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior do Estado de Minas Gerais (‘Sedectes’ agora ‘SEDE’, ou ‘Outorgante’) apresentou um estudo elaborado pela Escola de Negócios da Fundação Getúlio Vargas (‘FGV’), relacionado ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão da Gasmig, também apoiado por consulta da Procuradoria Geral do Estado. O reequilíbrio solicitado pelo Poder Concedente baseou-se na obrigação contratual de construir um gasoduto para atender à Unidade de Fertilizantes de Nitrogênio (UFN), que deveria ter sido construída pela Petrobras. Por esse motivo, foi requerido da Gasmig que pagasse ao Estado de Minas Gerais o valor que a Sedectes estimou em R\$ 852 milhões. Com base no estudo, a Sedectes solicitou uma resposta da Gasmig e iniciou a discussão de soluções relacionadas ao desequilíbrio apontado, considerando que a prorrogação do contrato de concessão, definida no segundo termo aditivo, permitindo a extensão do prazo de vigência do ano de 2023 para 2053, tinha como condição a execução dos investimentos para a construção do gasoduto.

Em 19 de setembro de 2019, a Companhia celebrou, com o estado de Minas Gerais, na qualidade de Outorgante, o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Exploração Industrial, Institucional e Residencial de Serviços de Gás Canalizado no estado de Minas Gerais, o que representa a conclusão do processo de reequilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão, mediante o pagamento de uma taxa de outorga no valor de R\$ 852 milhões, atualizado de 1º de janeiro de 2019 até a data de seu pagamento pela taxa DI ‘extra-grupo’, e garante que a Gasmig mantém a prorrogação do prazo de sua concessão até o ano de 2053.

Em 26 de setembro de 2019, a Companhia emitiu Notas Promissórias Comerciais, em série única, no montante de R\$ 850 milhões com vencimento em 12 meses e juros de 107% da taxa DI, sem quaisquer garantias ou avais. Os recursos desta emissão foram integralmente utilizados, em 26 de setembro de 2019, para pagamento do Bônus de Outorga devido ao Poder Concedente atualizado pela variação da taxa DI desde 1º de janeiro de 2019, no valor de R\$ 891,2 milhões.

Ainda nos termos do Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão, o valor total pago pela outorga compensatória será adicionado à Base de Remuneração de Ativos da Companhia e considerado no processo de revisão tarifária pelo Poder Concedente como um ativo intangível a ser amortizado até o final do contrato de concessão, com efeitos imediatos na fixação e revisão das tarifas.

Com a conclusão da Primeira Revisão Tarifária Periódica da Gasmig (1ª RTP), em novembro de 2019, a SEDE confirmou a inclusão do Bônus de Outorga na Base Regulatória de Ativos. A revisão resultou em orientação sobre metas de investimento e de qualidade, expansão do serviço e definição do novo modelo tarifário, oferecido pela Gasmig, no ciclo 2018-2022.

Entre as alterações aprovadas está a criação de novas classes de tarifas, novas faixas de consumo, absorção de clientes de outras classes e alterações nas cascatas de arrecadação, de forma a responder às exigências do mercado e simplificar a classificação dos clientes nas respectivas categorias. O novo modelo tarifário proposto inclui as seguintes categorias: Industrial, Comercial e Industrial com menor consumo, Residencial Individual, Residencial Coletivo, Cogeração, Termelétrica, Gás Natural Comprimido ou Gás Natural Liquefeito, e Gás Natural.

Serviços de consultoria, e outros serviços

A **CEMIG SIM** foi criada em outubro de 2019, resultante da fusão das empresas Efficientia e CEMIG GD, para atuar no mercado de geração distribuída, eficiência energética e soluções em energia. Além da estratégia de *branding* e marketing focada no varejo e na transformação digital do setor elétrico, a cultura organizacional da SIM, de forte caráter inovador e tecnológico, está sendo construída para que os clientes estejam sempre no centro das decisões.

Em 2019, A CEMIG SIM realizou a comercialização da energia de 2.656 MWh/mês proveniente de 3 usinas de geração fotovoltaica (*UFV Janaúba, UFV Corinto e UFV Manga*). Em 31 de dezembro de 2019, a CEMIG SIM havia conquistado um total de 810 clientes.

Em 2020, as vendas da CEMIG SIM totalizaram 3.962 MWh/mês, gerados por dez usinas fotovoltaicas (as usinas *Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I e Porteirinha II*). Em 31 de dezembro de 2020, a CEMIG SIM tinha 2.024 clientes.

Em soluções energéticas, a CEMIG SIM irá atuar, em 2021, na implantação de usinas fotovoltaicas para clientes da média tensão, além de projetos de eficiência energética. Estão sendo desenvolvidos, também, os modelos de negócio para o mercado de armazenamento de energia, veículos elétricos e cogeração.

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, e 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. e ESCEE *Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.* ('ESCEE').

Perdas de energia

CEMIG

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

O total de perdas de energia registradas pela CEMIG no ano de 2020 foi de 7.012 GWh, uma redução de 7,2% em comparação a 2017 (7.554 GWh). A CCEE alocou perdas de 467 GWh na rede nacional para a CEMIG D. As outras perdas de energia, totalizando 6.545 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

Em 2020, as perdas técnicas constituíram aproximadamente 70% da perda total de energia da CEMIG D. Perdas na distribuição são inevitáveis em decorrência do transporte de energia e sua transformação em diferentes níveis de tensão. Buscamos minimizar as perdas técnicas por meio de avaliações rigorosas e regulares das condições operacionais das instalações de distribuição, e de 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 estritamente 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 30% das perdas totais de energia da CEMIG D em 2020. Tais perdas são causadas por fraude do consumidor, conexões ilegais à rede de distribuição, erros de medição e defeitos nos medidores. A fim de minimizar a perda não técnica, regularmente são executadas ações preventivas como: inspeção dos medidores e de conexões dos 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.

Indicadores de qualidade – DEC e FEC (SAIDI e SAIFI)

No final de 2020, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela CEMIG D, (i) Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) em horas por ano, na média, por consumidor, e (ii) a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC), foram de 9,64 e 5,05 respectivamente. Em 2019 os valores apurados de DEC e FEC da CEMIG D foram de 10,64 e 5,06, respectivamente. O processo de cálculo do indicador é certificado de acordo com a Norma de Qualidade ISO 9001.

O resultado alcançado em 2020 mostra a eficiência na aplicação dos recursos, bem como o compromisso com a melhoria contínua em atendimento ao cliente.

Em dezembro de 2015, a CEMIG D assinou o aditivo contratual que unificou seus contratos de concessão para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, o qual prorrogou as concessões de 1º de janeiro de 2016 até 31 de dezembro de 2045. O contrato definiu limites para a parcela interna dos indicadores de continuidade, Índice de Duração da Interrupção Média do Sistema Interno (DECi) e Índice de Frequência da Interrupção Média do Sistema Interno (FECi), e desde 2016 a CEMIG vem cumprindo os limites do contrato, conforme mostrado na tabela abaixo.

Ano	DEC-i (horas)					FEC-i (frequência)				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Limite	11,62	11,32	11,03	10,73	10,44	8,12	7,76	7,39	7,03	6,67
Realizado	11,57	11,18	10,42	10,56	9,58	5,37	5,44	5,13	4,85	4,86

In 2020, CEMIG não excedeu o limite para DECi nem FECi, e no quinto ano da concessão a Companhia teve o melhor resultado na sua história, 9,58 horas, que se compara ao limite de 10,44 horas estabelecido pela agência reguladora, ANEEL.

Os contratos de concessão têm limitação de distribuição de dividendos e/ou pagamento de Juros sobre o Capital Próprio ao mínimo estabelecido em lei, em caso de descumprimento dos indicadores anuais de indisponibilidade (DECi e FECi) por dois anos consecutivos, ou três vezes em um período de cinco anos, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados. Em três dos últimos cinco anos a CEMIG D não esteve em conformidade, e nessas circunstâncias limitou o valor dos dividendos e juros sobre capital próprio a 25% do lucro líquido.

Cientes e faturamento

Base de clientes

O Grupo CEMIG comercializa energia através das empresas CEMIG D, CEMIG GT e outras subsidiárias integrais – Horizontes Energia, Sá Carvalho, 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, CE Praias de Parajuru e CE Volta do Rio.

Este mercado consiste na venda de energia para:

- Clientes regulados da CEMIG, na área de concessão no Estado de Minas Gerais;
- Clientes Livres, tanto no Estado de Minas Gerais como em outros Estados do Brasil, através do Mercado Livre;
- Outros participantes do setor energético – comercializadores, geradores e produtores independentes de energia, no Mercado Livre; e
- Distribuidores, no Mercado Regulado.

Em 2020, comercializamos um total de 53.309 GWh, ou 1,52% a menos que em 2019, enquanto o total de energia que transportamos para clientes livres teve crescimento de 3,8%, atingindo o montante de 20.078 GWh. As vendas de energia para clientes finais e consumo próprio em 2020 totalizaram 39.402 GWh, ou um crescimento de 6,7% em relação a 2019. As vendas para as distribuidoras, comercializadoras, outras empresas de geração e produtores independentes de energia, totalizaram 13.907 GWh e cresceram 16,7% no ano de 2020 em relação ao de 2019.

Em dezembro de 2020, o Grupo CEMIG atingiu 8.698.095 clientes faturados – um crescimento de 1,9% na base de clientes, em relação a dezembro de 2019. Destes, 8.697.714 são clientes finais, incluindo o consumo próprio da CEMIG; e 381 são outros agentes no setor energético brasileiro.

Vendas para clientes finais

Residencial

A categoria de clientes residenciais representou 20,6% das vendas de energia da CEMIG em 2020, totalizando 10.981 GWh – ou 4,2% a mais que em 2019; o consumo médio mensal por cliente em 2020 foi de 128,6 kWh/mês, ou 2,0% a mais que em 2019 (126,1 kWh/mês);

Este maior consumo na categoria de clientes residenciais pode ser explicado pelo crescimento de 2,1% no número de clientes e também pelo fato das pessoas terem ficado mais em suas residências em 2020 devido às medidas de distanciamento social decorrentes da pandemia de Covid-19.

Industrial

A energia faturada para clientes industriais regulados e livres no Estado de Minas Gerais e outros estados foi de 23,9% do volume total de energia comercializada por nós em 2020, e foi de 12.731 GWh, ou 14,4% menos que em 2019.

Este declínio é a composição da redução de 25,6% no mercado regulado e de 12,3% no Mercado Livre.

Essa categoria foi fortemente afetada pela crise causada pela pandemia de Covid-19.

No mercado cativo o número de clientes foi 1,2% inferior ao de 2019, uma redução de 350 clientes. Essa redução deve-se à migração de clientes para o Mercado Livre e à realocação de clientes em outras classes (processo de adequação cadastral).

Comercial e serviços

A energia vendida para clientes regulados e livres nesta categoria em Minas Gerais e outros estados representou 16,1% do volume total de energia comercializada por nós em 2020, e foi de 8.571 GWh, 8,2% menos que em 2019. Isso reflete uma redução de 15,9% no volume faturado aos clientes regulados da CEMIG D e um crescimento de 1,6% no volume de energia faturada pela CEMIG GT e de suas subsidiárias integrais aos clientes livres, em Minas Gerais e outros estados do Brasil.

O principal fator que explica o comportamento da categoria comercial é o reflexo das restrições e das medidas de distanciamento social decorrentes da pandemia de Covid-19. No mercado cativo, a migração de clientes para o mercado livre e para a microgeração distribuída também contribuiu para a redução. O mercado livre apresentou crescimento devido ao aumento do número de clientes.

Clientes rurais

A energia utilizada pela categoria de clientes rurais, um total de 3.766 GWh, foi 0,8% menor que em 2019, e foi 7,1% do total desta categoria em 2020.

Outras categorias de clientes

A energia fornecida para as demais classes – Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio, totalizou 3.353 MWh em 2020, com redução de 8,7%, em relação a 2019. Na categoria iluminação pública, houve um impacto decorrente de um reajuste feito no calendário de faturamento (Resolução da ANEEL nº 888/2020) e da inserção de lâmpadas LED em algumas cidades.

Vendas no Ambiente de Contratação Livre, e ‘contratos bilaterais’

No ano de 2020, a comercialização de energia atingiu o montante de 11.808 MWh, com acréscimo de 20,3% frente ao ano de 2019.

Na CEMIG GT houve um maior volume de vendas de curto prazo para comercializadoras de eletricidade nos primeiros meses de 2020, visando resgatar parte do alto crédito que a Companhia possui na CCEE. Além disso, também ocorreram aquisições no segundo semestre de 2020, com a expectativa de recuperar parte da redução ocasionada pela queda no consumo dos clientes livres.

Vendas no Mercado Regulado

As vendas no Mercado Regulado em 2020 totalizaram 2.099 GWh, ou 0,4% menos que em 2019.

O mercado do Grupo CEMIG encontra-se detalhado na tabela abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2020, comparado a 2019:

Tipo de venda	2020				2019				Variação em relação ao ano anterior	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	No.de clientes	Proporção (%)	GWh	Proporção (%)	No.de clientes	Proporção (%)	GWh	Proporção (%)	Variação (%)	Variação (%)
Energia total	8.698.095	100,00	53.309	100,00	8.537.540	100,00	54.134	100,00	1,88	-1,52
Vendas para clientes finais	8.697.006	99,99	39.368	73,85	8.536.459	99,99	42.176	79,13	1,88	-6,66
Residencial	7.113.837	81,79	10.981	20,60	6.966.696	81,60	10.538	19,14	2,11	4,20
Industrial	30.630	0,35	12.731	23,88	30.657	0,36	14.873	29,11	-0,09	-14,40
Cativo	29.525	0,34	1.773	3,33	29.875	0,35	2.383	4,33	-1,17	-25,61

Tipo de venda	2020				2019				Variação em relação ao ano anterior	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	No.de clientes	Proporção (%)	GWh	Proporção (%)	No.de clientes	Proporção (%)	GWh	Proporção (%)	Variação (%)	Variação (%)
- Livre	1.105	0,01	10.958	20,56	782	0,01	12.490	24,78	41,30	-12,26
Comercial	778.119	8,95	8.571	16,08	806.602	9,45	9.335	17,38	-3,53	-8,19
Cativo	776.942	8,93	4.384	8,22	805.811	9,44	5.214	9,47	-3,58	-15,93
- Livre	1.177	0,01	4.187	7,85	791	0,01	4.121	7,91	48,80	1,61
Rural	688.212	7,91	3.766	7,06	647.066	7,58	3.795	6,90	6,36	-0,76
Cativo	688.201	7,91	3.749	7,03	647.064	7,58	3.792	6,89	6,36	-1,13
- Livre	11	0,00	17	0,03	2	0,00	3	0,01	450,00	453,45
Outras categorias	86.208	0,99	3.319	6,23	85.438	1,00	3.634	6,60	0,90	-8,67
Consumo próprio	708	0,01	34	0,06	715	0,01	38	0,07	-0,98	-9,88
Vendas no atacado	381	0,00	13.907	26,09	366	0,00	11.920	20,80	4,10	16,67
Contratos no Mercado Regulado	27	0,00	2.099	3,94	27	0,00	2.108	3,83	0,00	-0,44
Contratos livres e 'Bilaterais'	354	0,00	11.808	22,15	339	0,00	9.812	16,97	4,42	20,35

O volume das vendas de energia do Grupo CEMIG para a classe industrial, no ano de 2020, segundo os principais setores de atividade econômica é detalhado na tabela abaixo:

Setores de atividade	Volume faturado (GWh)	(%)
Indústria extrativa	1.940	15,2
Produtos alimentares	1.769	13,9
Metalurgia	1.650	13,0
Mínerais não metálicos	1.469	11,5
Produtos químicos.....	1.014	8,0
Produtos plásticos	998	7,8
Indústria automotiva	808	6,4
Têxtil.....	654	5,1
Papel e celulose.....	425	3,3
Demais setores	2.002	15,7
Total, clientes industriais.....	12.731	100,0

Os dez maiores clientes empresariais da classe industrial atendidos pelo Grupo CEMIG, localizados em Minas Gerais e em outros estados do Brasil, em termos de receita, são:

Clientes	Atividade
Usiminas	Metalurgia e mineração
Carbeto de Silício Sika Brasil	Produtos químicos
Novelis do Brasil	Metalurgia
Companhia Bras. de Metalurgia e Mineração	Metalurgia e mineração
Holcim	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos
White Martins	Produtos químicos
Saint Gobain	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos
Anglogold Ashanti	Mineração metálica
Anglo American Minerio Ferro Brasil	Mineração metálica
Cimento Tupi	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos

Faturamento

A Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, entre outros instrumentos, regulamenta o faturamento dos clientes que possuem contratos de fornecimento ativos com a CEMIG D.

De acordo com a Resolução, o faturamento do consumo de energia e demais cobranças é efetuado com periodicidade mensal e possui como premissa o nível de tensão e a carga instalada na unidade consumidora. Entende-se por ‘carga instalada’ a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW). Por ‘unidade consumidora’, o conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, com recebimento de energia em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

Os clientes da CEMIG D são divididos em baixa, média e alta tensão.

As faturas de clientes de alta tensão, que tem conexões diretas com a rede de transmissão, têm vencimento cinco dias úteis após a leitura do medidor. Estes clientes recebem o documento de pagamento, isto é, a fatura de energia, por e-mail.

Os clientes de média tensão são aqueles que recebem alimentação a uma tensão de 2,3 kV ou mais. Totalizam cerca de 13.570 clientes, e são cobrados dentro de dois dias úteis após a leitura do medidor. As faturas, são encaminhadas para os clientes em vias impressas e também por e-mail, com vencimento em cinco dias úteis a partir da data da entrega nos respectivos endereços. Graças à modernização e a automação da leitura dos medidores dessas unidades consumidoras, a CEMIG D realiza os faturamentos de aproximadamente 96,34% de forma automatizada, por meio dos procedimentos de telemedição. Isso permite que a unidade do cliente seja medida em tempo real – de forma que a CEMIG D registra e atualiza o consumo de energia em intervalos regulares.

O faturamento dos clientes de baixa tensão é realizado em ciclos que variam entre 27 a 33 dias. A entrega da fatura é simultânea com a leitura do medidor. Ao todo, são 7.983 milhões de unidades consumidoras faturadas com essa tecnologia, conhecida como ‘Faturamento no Local’ (*‘On Site Billing’*). O vencimento das faturas ocorre em 5 dias úteis, a partir da data da sua entrega, ou em 10 dias úteis para estabelecimentos de entidades e órgãos públicos. A grande maioria dos valores faturados para essa categoria de clientes, baseiam-se na energia efetivamente consumida. Apenas 0,97% do total desses clientes possuem faturamento baseado no consumo estimado (na média aritmética dos valores obtidos nos 12 meses anteriores ao consumo não medido).

Além da implementação do ‘Faturamento no local’, a CEMIG D investiu no aumento do número de faturas enviadas por e-mail, que teve um crescimento de 54% em 2020, com aproximadamente 471 mil clientes passando a receber suas contas online. A CEMIG pretende intensificar campanhas para incentivar os clientes a eleger esta forma de recebimento de sua fatura mensal. Esta redução no volume de papel impresso contribui para a redução dos custos globais da Companhia, e faz uma contribuição em termos de sustentabilidade ambiental para o planeta.

Em 2020, a CEMIG D economizou cerca de R\$ 918 mil com o envio de notas fiscais eletrônicas mensalmente. A modernização do sistema de cobrança e da rede de distribuição contribuiu significativamente para a satisfação dos clientes e para a qualidade do fornecimento de energia da CEMIG. A CEMIG pretende continuar com a melhoria neste campo e em campos relacionados.

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, um maior volume de energia é consumido para irrigação agrícola. Os dados trimestrais de energia faturada pelo Grupo CEMIG junto aos clientes finais, regulados e livres, nos anos de 2018 a 2020, são apresentados a seguir, em GWh:

Ano	Primeiro trimestre	Segundo trimestre	Terceiro trimestre	Quarto trimestre
2021.....	10.119	9.267	9.754	10.227
2019.....	10.343	10.339	10.656	10.838
2018.....	10.309	11.090	11.014	11.110

Concorrência

Contratos com Clientes Livres

Em 31 de dezembro de 2020 a CEMIG GT possuía um portfólio de contratos com 2.693 Clientes Livres. Deste total, 1.664 clientes estavam localizados fora do estado de Minas Gerais, com 59% da energia total vendida pela CEMIG GT no ano de 2020.

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 tipo de relacionamento com os clientes e da qualidade de seus serviços, que têm agregado valor para CEMIG GT. Esta estratégia, juntamente com uma estratégia de vendas que minimiza 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.

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 no âmbito dessas 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 seu interesse local. Cumprimos as devidas leis e regulamentos ambientais 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 Unidade de Gestão Ambiental da CEMIG D contempla, dentre outras atividades, 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 2020, as árvores responderam por 33.010 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 faz novos contratos para 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 entidades ou atividades que utilizem recursos ambientais ou tenham o 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 significativa degradação ambiental ou poluição, 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 entidade 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. Temos projetos licenciados nos níveis federal e estadual.

Licenciamento Ambiental de Funcionamento

A Lei Federal 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 2.163-41/01), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal 9.605/98. 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 a Supram e com o Ibama de forma a gradualmente trazer conformidade às nossas instalações. Para as instalações da CEMIG GT que entraram em operação antes de fevereiro de 1986, preparamos as avaliações ambientais necessárias, arquivamos os pedidos junto aos órgãos ambientais apropriados e os submetemos para análise. Nos termos da legislação aplicável, a Companhia está autorizada a funcionar enquanto aguarda a apreciação da requisição. Para cumprir as condições, usamos o Índice de Cumprimento de Condicionante – 'ICC'.

Em 2020, foram obtidas 9 licenças e autorizações para regularização de projetos da CEMIG D, na categoria Documentos Autorizativos para Intervenções Ambientais ('DAIAs'). Todos os projetos acima foram regularizados nos órgãos do IEF (Instituto Estadual de Florestas – órgão do meio ambiente do estado de Minas Gerais) espalhados 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. Na maioria dos casos, a autoridade ambiental do estado de Minas Gerais (Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – 'Semad') emitiu todas as licenças necessárias para o funcionamento regular das atividades da Gasmig.

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 evidências de conformidade perante o órgão ambiental, de forma a se evitar a aplicação de eventuais penalidades administrativas e criminais, que podem incluir multas, suspensão de operações ou revogação da licença.

Reservas Legais Ambientais

De acordo com o Artigo 12 da Lei Federal 12651, de 25 de maio de 2012 (o '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, ou subestações de energia ou linhas de transmissão ou distribuição estejam operando.

Em Minas Gerais, a Lei 20922 promulgada em 16 de outubro de 2013 fez provisões na Política Florestal e na Política de Proteção da Biodiversidade no 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 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 da CEMIG, expressou uma opinião, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, tomando posição contrária à necessidade de constituição de Reservas Florestais Legais no caso da CEMIG.

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 legalmente classificada como Área de Preservação Permanente ('APP'). A extensão da APP varia dependendo de o reservatório estar localizado em uma área rural ou urbana. Nas áreas rurais, pelo menos 30 metros devem ser preservados, enquanto nas áreas urbanas, pelo menos 15 metros devem ser preservados.

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 12651/12 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. A CEMIG GT preparou e protocolou requerimentos junto aos órgãos ambientais relativos a todas as avaliações ambientais exigidas, incluindo o Pacuera, em relação a todas as instalações que utilizam reservatório artificial, conforme exigido por lei.

Medidas compensatórias

De acordo com a Lei Federal 9.985, de 18 de julho de 2000, e o Decreto 4.340, de 22 de agosto de 2002, as empresas cujas atividades acarretam grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em, e manter, unidades de conservação de maneira a mitigar 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 6.848/2009, de 14 de maio de 2009, e o Decreto 45.175 do Estado de Minas Gerais, de 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 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 9.985 de 2000, será utilizado o Valor Contábil Líquido ('VCL'), excluindo reavaliações ou, na ausência deste, o valor do investimento feito no projeto; e
- A compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal 9985/2000 irá usar a referência estabelecida no Item IV do Artigo 1º do Decreto 4.5175 de 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 12.783/2013) sobre os negócios da CEMIG GT, a Companhia fez uma consulta ao Instituto Estadual de Florestas ('IEF'), para ser informada sobre a compensação ambiental devida relativo ao Sistema de Transmissão. 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 atividades do Departamento de Gestão Ambiental da CEMIG é prevenir e mitigar acidentes ambientais envolvendo a ictiofauna nativa em suas usinas

hidrelétricas. Além disso, a CEMIG desenvolveu uma metodologia de avaliação do risco de mortalidade de peixes nas usinas para mitigar os impactos causados pela operação de suas 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.

Em junho de 2007, foi criado o Programa Peixe Vivo, que surgiu da percepção por parte da alta administração 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 na sua missão: “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*.

Desde 2018, os membros do *Programa Peixe Vivo* desenvolvem o *Programa de Avaliação do Risco de Morte de Peixes* (‘ARMP’) com o objetivo de mitigar potenciais riscos relacionadas à manutenção e operação de usinas hidrelétricas. O monitoramento da ictiofauna executado periodicamente e antes dos procedimentos operacionais das usinas é a principal ação da equipe do Programa *Peixe Vivo* para atingir a meta do PARMP. Os biólogos avaliam a densidade da ictiofauna e as condições ambientais com base nos dados do monitoramento. O PARMP foi desenvolvido e validado durante dois projetos de pesquisa consecutivos e agora está sendo implementado como um programa de otimização contínua da Companhia. Desde o início do PARMP até o momento, foi observada uma redução de 77,7% na média mensal de biomassa de peixes impactada pela operação das usinas.

Em média, no período de 2007 a 2020, a CEMIG gastou R\$ 6,0 milhões por ano em atividades e projetos de pesquisa relacionados ao programa *Peixe Vivo*.

O Programa desenvolve cinco projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 64 estudantes e pesquisadores. Estas parcerias, que operam desde 2007, resultaram em mais de 656 publicações técnicas até o momento, além de ter sido referenciadas nacional e internacionalmente pelas práticas de conservação da ictiofauna e diálogo com a comunidade, apresentando o trabalho da CEMIG 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.

Ocupação urbana de áreas de direito de passagem e margens de represas

Gasodutos – As redes de distribuição de gás natural canalizado da Gasmig 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 dutos por trabalhadores de manutenção 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 presença da rede Gasmig em estradas, ruas e outras áreas é mostrada no site da Companhia, onde o mapa da rede é disponibilizado de forma completa e atualizada. 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 ilegais, construções ou erosões nas proximidades dos dutos.

Em 2019, as medidas de mitigação adotadas pela Gasmig reduziram as falhas com danos a terceiros em comparação com os números anteriores. A eficiência da prevenção contra danos a terceiros foi de cerca de 99,5%, considerando o número total de intervenções executadas junto aos gasodutos. A perda de gás natural foi reduzida por causa da baixa pressão usada em dutos danificados e por causa do curto tempo de resposta para contenção de vazamentos. Em colaboração para acelerar a resposta a incidentes, foram criadas zonas seguras (‘bloqueios’), tornando a participação mais eficaz. A Gasmig também implementou o seu *Plano de Gerenciamento da Integridade do Gasoduto Metálico*. A partir desse plano, técnicas apropriadas estão sendo usadas para uma avaliação direta de ameaças à corrosão externa e interna de tubulações de gás. Paralelamente, a Gasmig está se preparando para realizar inspeção interna via ‘Pigs’ eletrônicos na Linha Tronco *Vale do Aço*, uma das principais tubulações de gás da Companhia.

Ocupação irregular de linhas suspensas de alta tensão – Temos servidões para nossas redes de transmissão e distribuição em terrenos sujeitos a restrições. No entanto, uma parte significativa de tais terrenos é ocupada por construções não autorizadas, a maioria construções residenciais. Esse tipo de atividade 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 ou a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia.

Para mitigar esses riscos, temos monitorado e registrado as invasões e tomado medidas para prevenir invasões nas faixas das linhas de transmissão e subtransmissão. Diversas medidas têm sido adotadas para preservar a segurança dessas linhas, entre elas: contratação de uma empresa para inspeção sistemática e implantação de medidas de segurança e trabalhos para minimizar os riscos de acidentes; e remoção da ocupação das faixas das linhas de transmissão por meio de acordos com moradores locais e parcerias com prefeituras em nossa área de concessão.

Ocupação irregular em ativos de geração – Medidas de segurança são adotadas para proteger as instalações de geração de energia contra invasões. Os invasores encontrados dentro das instalações são abordados pela equipe de vigilância e retirados do local, o que ocorre sem resistência ou violência.

As usinas são demarcadas com cercas e placas de advertência, indicando que a propriedade é particular, que caça, pesca e natação são proibidas no local.

Para otimizar a segurança nas usinas, está prevista a implantação de sistemas eletrônicos de segurança.

Nas áreas de risco das usinas de geração hidrelétrica, há placas indicando a propriedade e a proibição da pesca e da natação, devido à possibilidade de uma elevação repentina do nível da água causar acidentes fatais. O uso de bóias de sinalização náutica perto de grandes barragens indica área de segurança e proíbe a entrada de embarcações.

A Companhia mantém uma equipe que realiza inspeções periódicas em suas áreas, alertando a comunidade sobre a proibição de construção e sobre retirada de ocupantes irregulares, antes de a Companhia tomar medidas legais para a reintegração de posse.

A Companhia está implantando em sua metodologia de fiscalização o uso de imagens de satélite para identificação de ocupações irregulares.

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 'CDM' em inglês), 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 registrados na *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), incluindo sete PCHs com capacidade de 116 MW, 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, ou PCBs

O Brasil assinou e ratificou a Convenção de Estocolmo ('CE') que inclui metas relacionadas ao gerenciamento de PCBs em equipamentos elétricos. O Brasil proíbe a produção, importação e venda de PCBs desde 1981 e tem se esforçado para atingir os objetivos da CE.

Na CEMIG, quase todos os equipamentos de grande porte contaminados com PCB já foram retirados do sistema elétrico e encaminhados para incineração. Os poucos equipamentos de grande porte contaminados com PCB ainda em operação vão ser descartados de forma adequada dentro dos prazos da CE.

A CEMIG vem mantendo seu histórico de boas práticas a fim de evitar novas contaminações.

Tecnologias operacionais – CEMIG

Continuamos investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento de eficiência, e modernização e automatização adicionais as redes de geração, distribuição e transmissão.

A CEMIG continua desenvolvendo e implementando novos sistemas, com o objetivo de otimizar suas atividades internas e aumentar a disponibilidade de sua infraestrutura e aplicativos que suportam os negócios da Companhia.

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 de transmissão e geração. Com uma moderna sala de controle, coordena as operações de todo o nosso sistema energético, em tempo real, proporcionando integração operacional da geração e transmissão de energia. O COS ainda opera a interligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estendem a mais de 51 subestações de extra-alta tensão, mais de 16 grandes usinas geradoras, 15 usinas de geração menores e uma usina de energia eólica.

Através das suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia aos seus clientes e ao sistema. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e tecnologia de 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. É responsável pela supervisão e controle de 414 subestações de distribuição, 512.571 quilômetros de redes de distribuição de média tensão, 17.437 quilômetros de linhas de sub-transmissão e 8,71 milhões de clientes, e opera em 774 municípios de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 15.158 serviços de campo por dia em 2020. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos do COD, incluindo aviso de problema, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. As tecnologias incluem um Sistema de Informações Geográficas e Linha de Atendimento de Comunicação de Dados por Satélite, reduzindo o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e melhorando o atendimento ao cliente. Esses são dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, que identificam e interrompem falhas em correntes e automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho operacional e reduzindo o tempo de recuperação e os custos.

Sistema de Informações Geocientíficas

O *Projeto Atlantis* visa modernizar e unificar o sistema de geoprocessamento de linhas e redes de distribuição da CEMIG. O novo sistema permite o gerenciamento de recursos com uma visão geoespacial, permite o planejamento de expansões, registra equipamentos elétricos para a análise de redes elétricas, e auxilia no cumprimento das resoluções normativas da ANEEL.

O *Sistema de Informações Geográficas* (ou GIS – *Geographic Information System*) nos permitirá dar suporte aos processos de registro e design, além de auxiliar os seguintes processos corporativos: expansão e manutenção da rede, proteção das receitas, planejamento e suprimentos, serviços às propriedades e gerenciamento de ativos, por meio de total integração com o sistema de Planejamento dos Recursos da Empresa (ERP – *Enterprise Resource Planning*), além de dar suporte às operações.

Além disso, dá suporte à engenharia por meio da integração com o sistema de cálculos elétricos e mecânicos, que proporciona análise da rede e um dimensionamento adequado da rede. O projeto Atlantis iniciou em 2015 e parte da solução foi implantada em agosto de 2017. Desde então, o sistema é utilizado pelas equipes de registro de ativos de alta, média e baixa tensão da CEMIG.

Em 2019, nós implementamos a reconciliação das unidades de registro da rede com os elementos registrados no SAP/ERP, o módulo de consulta e o módulo de cálculo elétrico.

Em 2020 o sistema estava totalmente implantado.

Há outras soluções de TI baseadas em tecnologias GIS, como painéis geográficos com dados disponíveis em visualizações tabulares e de mapa, painéis de automação para operações de distribuição, sistema para gerenciamento, inspeção e segurança de barragens e integrações para permitir o acesso a visualizações simples de mapas.

Rede interna de telecomunicações

A rede de telecomunicações da CEMIG é composta por links de micro-ondas de alto desempenho a cargo de mais de 376 estações de comunicação, e um sistema óptico de aproximadamente 1.868 km de fibra óptica, que proporciona uma mix de modalidades de telecomunicação. Nossa robusta rede de dados é composta, também, de instalações de comunicação que compartilham o site com mais de 418 subestações, 44 usinas e 172 linhas de transmissão e distribuição de alta e extra-alta tensão.

As soluções fornecidas abrangem desde redes telefônicas e corporativas até redes de telecomunicações cruciais para a missão da companhia, dedicadas ao monitoramento, proteção e controle de usinas de geração, subestações, linhas de transmissão e distribuição, envio de equipes de campo para prestação de serviços técnicos e comerciais, previsão de raios e tempestades e sistema hidrometeorológico para a operação de reservatórios.

Para apoiar a supervisão e o controle do sistema de distribuição de missão crítica de média tensão, foi implantado um sistema proprietário de radiocomunicação, instalado em aproximadamente 1.023 religadores e 77 comutadores automatizados. Outros 12.087 religadores são monitorados e controlados utilizando soluções de terceiros; 11.187 são suportados por solução de comunicação celular, e 910 via satélite.

O despacho de serviços comerciais e técnicos é realizado com auxílio de 1.200 terminais móveis para veículos conectados por uma solução híbrida por satélite e celular e 400 dispositivos de mão equipados com solução celular.

Aproximadamente 39.118 medidores de energia são equipados com solução celular e dedicados à proteção das receitas. Além disso, mais de 5.000 medidores que utilizam a solução RF Mesh e PLC foram instalados em clientes de baixa tensão e transformadores de média tensão na região de Sete Lagoas, constituindo uma prova conclusiva de conceito para infraestrutura de medição avançada (*Advanced Metering Infrastructure – AMI*).

A rede corporativa de dados atende a mais de 230 escritórios e unidades dentro da área de concessão.

A Operação de Rede de Telecomunicações monitora e opera a infraestrutura 24 horas por dia, 7 dias por semana, para garantir continuidade e confiabilidade, em conformidade com os regulamentos do País e de acordo com as normas da ANEEL, com os procedimentos operacionais do Operador Nacional do Sistema (NOS) e demais regulamentos específicos.

Rede corporativa de dados

Nossa rede de dados corporativos atende 377 unidades em 275 cidades de Minas Gerais, interligadas 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 de rede física e lógica empregam recursos de segurança, 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 gerenciamento de informações e eventos de segurança (*Security Information and Event Management System – SIEM*) possibilita a investigação de eventos adversos, além de fornecer uma base de registros históricos para cumprir as exigências da legislação.

O Centro de Operações da Rede e o Centro de Operações de Segurança ('NOC' e 'SOC'), situados 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.

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, que está alinhado com as melhores práticas de mercado. Nosso sistema de administração de segurança da informação inclui processos para administração e controle de políticas, riscos, 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.

A CEMIG mantém um programa contínuo de conscientização de segurança para seus funcionários por meio de campanhas anuais.

Programa de Governança de TI

Nosso Programa de Governança de Informação e Tecnologia busca o alinhamento com o negócio, agregando valor por meio da aplicação de uma gestão adequada de recursos e riscos, monitorando constantemente desempenho e conformidade com as normas, garantindo o cumprimento dos requisitos legais, regulatórios e de *compliance*, que são continuamente auditados. Para executar a estratégia e os objetivos corporativos, a Companhia alinha interesses e metas aos objetivos de controle e aos processos de governança e gestão, traduzindo as oportunidades e necessidades de negócios em resultados com *compliance* e com os níveis de risco adequados. Para dar sustentação a este programa de governança e garantir que a estratégia seja implementada, os processos empregados pelo departamento de TI estão diretamente relacionados aos objetivos de controle e são baseados nas melhores práticas de gerenciamento de serviços de TI ('ITIL').

Sistema de Gestão Comercial

Estabelecemos e consolidamos um sistema eficiente de atendimento ao cliente, baseado na plataforma SAP CCS (*Customer Care Solution*)/CRM (*Customer Relationship Management*), totalmente integrado ao banco de dados *Business Intelligence* (BI), que dá suporte aos nossos processos de atendimento ao cliente.

Os funcionários usam o CCS/CRM para gerenciar e atender aproximadamente 9 milhões de clientes que recebem o fornecimento de energia de alta, média e baixa tensão. Ambas as ferramentas corporativas proporcionam segurança, qualidade e produtividade aos nossos processos com eficiência, em conformidade com as exigências do mercado e da regulamentação.

Em 2019, configuramos uma nova solução baseada no software Salesforce para melhorar a eficiência e confiabilidade da comercialização de energia e das ações de comercialização relacionadas ao uso de ativos do sistema de distribuição. Visamos melhorias nos controles dos processos de venda de energia, uma maior rastreabilidade das informações, gestão da carteira de clientes com mapeamento de novas oportunidades, utilização de dispositivos móveis como tablets e smartphones e maior agilidade no faturamento do cliente.

A solução Salesforce foi ampliada com a implantação de um portal acessado por clientes específicos. Este portal oferece uma interface para que os clientes possam fazer os seus pedidos e reclamações sobre a qualidade da energia.

Durante 2020, devido às emergências causadas pela pandemia de Covid-19, implementamos diversos ajustes com foco na automação e disponibilidade de nosso sistema de clientes e com oferta de serviços pela internet e pelo aplicativo para celular.

Ferramentas gerenciais

Em 2019, iniciamos um projeto de instalação de novos produtos de TI para melhoria dos processos de engenharia baseado na Plataforma Cyme, fornecida pela Cooper Power Systems.

A plataforma Cyme é um sistema especializado que inclui cálculos de eletricidade complexos para o planejamento e estudo de redes de distribuição. No caso da CEMIG, que possui uma rede de distribuição extensa e integrada e um nível de complexidade significativo, as atividades de implantação da solução tecnológica são ainda mais desafiadoras e exigentes, requerendo um esforço considerável para a conclusão das etapas.

O projeto continuou em 2020, embora afetado pela pandemia. Interfaces e integrações foram desenvolvidas e customizadas para conectar ao Sistema de Informação Geográfica ('GIS'), o GE Smallworld, o sistema de gerenciamento de Interrupção ('OMS'), a Infraestrutura de Medição Avançada ('AMI') e outros sistemas. Também foi entregue o aplicativo CymDIS que realiza cálculos de eletricidade com base em nossa rede elétrica.

Nova solução móvel para coleta de leituras e impressão simultânea de notas fiscais em campo: Desde agosto de 2020, temos leitores utilizando o novo aplicativo 'SGL Collector' (SGL é um sistema de gerenciamento de leitura) em smartphones. A nova solução traz os benefícios de um aplicativo com interface gráfica mais intuitiva que facilita o aprendizado e a execução das atividades pelo leitor, associada ao manuseio de equipamentos menores, mais leves e com custos menores em relação aos PDAs utilizados anteriormente. A instalação e atualização das versões do aplicativo nos smartphones dos leitores é feita de forma remota e centralizada, por meio de uma plataforma UEM ('Unified Endpoint Management') que garante toda a segurança e integridade dos equipamentos e aplicativos utilizados pelas equipes de campo na execução das atividades em toda a área de concessão da CEMIG.

Canais de relacionamento com o cliente

Possuímos nove grandes canais de atendimento aos nossos clientes de Minas Gerais. O contato de serviço de atendimento ao cliente, tanto em caráter de emergência ou para solicitações de serviços, pode ser feito através: (i) nosso *call center*, sendo capaz de atender até 40.000 chamadas por dia, além de contar com um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa por Voz (IVR, ou *Unidade de Resposta Auditável* – URA); (ii) nossas agências de atendimento pessoal, presentes nos 774 municípios de nossa concessão; (iii) nossa Agência Virtual, situada em nosso website, que oferece 46 tipos de serviços; (iv) SMS; (v) redes sociais – Facebook, WhatsApp e Twitter; (vi) o aplicativo de smartphone ‘CEMIG Atende’ que oferece 7 tipos de serviços, e o aplicativo Telegram, que oferece 12 tipos de serviço.

Sistemas de Manutenção e Reparos

Os 17.437 quilômetros de linhas de distribuição de alta tensão na rede da CEMIG D, operando de 34,5 kV a 230 kV, são suportados por, aproximadamente, 53.151 estruturas, construídas principalmente de metal.

A rede da CEMIG GT possui 4.928 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 no campo, vandalismo, vento e corrosão.

Todos os sistemas das linhas de transmissão de alta tensão da CEMIG D são inspecionados uma vez por ano por helicóptero, sendo utilizado um sistema gyro-estabilizado ‘Gimbal’, com 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 GT 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 redes energizadas e desenergizadas.

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

Ativo imobilizado e Ativos intangíveis

Nossos principais ativos são nossas usinas de geração de energia, e a nossa infraestrutura de transmissão e distribuição. 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\$ 14.217 milhões em 31 de dezembro de 2020.

As instalações de geração representaram 16,93% desse valor contábil líquido, e ativos intangíveis representaram 83,07% deste valor contábil líquido. Em ativos intangíveis, instalações de distribuição representaram 77,96%; outros intangíveis, inclusive nos sistemas de distribuição de gás, representaram 15,35%; e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 6,69%.

As médias de taxas anuais de depreciação aplicada a essas instalações eram de: 2,96% para instalações de geração hidrelétrica, 6,19% para instalações administrativas e 4,94% para instalações eólicas.

Com exceção da nossa rede de geração e distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2020. Nossa infraestrutura é adequada às nossas necessidades atuais e adequada às finalidades pretendidas. Nós temos direitos 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.

O setor energético brasileiro

Geral

No setor energético brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram 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. A administração de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002), teve como objetivo privatizar a parte do setor de energia controlada pelo Estado, mas a administração de Luís Inácio Lula da Silva (2003-2010) encerrou este processo e implementou um ‘Novo Modelo’ para o setor energético brasileiro, expresso na Lei 10848, 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 579/12, convertida na Lei 12.783/13, estabelecendo novas regras para renovação e concessões, inclusive de re-licitação das concessões das usinas hidrelétricas.

Posteriormente, sob a administração de Michel Temer (2016-2018), outras mudanças foram introduzidas no setor pela Medida Provisória 735/2016, promulgada como a Lei 13360/16, 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).

Durante o primeiro ano da administração de Jair Bolsonaro (de 2019 até o presente), o governo deu continuidade aos estudos propostos pela consulta pública Nº 33, realizando vários workshops e reuniões com os agentes para estudar os seguintes temas: separação dos contratos de energia em contratos de capacidade e de energia; preços; definição de limites de preços; e redução da base de tempo do preço do mercado de curto prazo).

Principais autoridades regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. A maioria dos seus membros são ministros, mais o presidente da Empresa de Pesquisa Energética, representantes de estados e de algumas universidades. 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, ou ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal função da ANEEL é regular e supervisionar 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 que atuam em 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 um 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.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Um dos principais papéis da CCEE é comandar os leilões públicos no ambiente regulado, incluindo os leilões 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 feitos no 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 usados para determinar os preços de curto prazo (‘spot’) no Mercado Atacadista de Energia, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente à balança 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. É 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 são 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 em leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema de Energia – CMSE

O Decreto 5175, de 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema de Energia (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, de 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 (SDE) do Ministério da Justiça, de acordo com o artigo 54 da Lei 8884, de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei 8884 foi revogada e substituída pela Lei 12529, que encerrou a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral. Essa unidade, 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 12529, estas sanções podem variar de multas pecuniárias à cisão, ou outra disposição, da companhia infratora.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

O principal objetivo do Novo Modelo do Setor Elétrico era assegurar o fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas seja determinada da maneira que melhor equacione a segurança de fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Para atingir tarifas razoáveis, a Lei do

Novo Modelo do Setor Elétrico exige que todas as compras de energia por distribuidores sejam feitas por leilão, com base nos critérios de menor preço, onde a contratação seja realizada através do Mercado Regulado. Os leilões são categorizados em dois tipos: (i) leilões de fornecimento por 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 toda 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.

As exigências para expansão do setor são avaliadas pelo Governo Federal através do MME. Duas entidades foram criadas para fornecer a estrutura para o setor: (i) a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), companhia estatal responsável pelo planejamento da expansão da geração e transmissão; e (ii) CCEE, uma entidade privada responsável pela contabilidade e liquidação de transações de energia de curto prazo ('spot'). 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 aprovação.

Diversas categorias de fornecimento de energia estão liberadas de exigências do leilão público através do Mercado Regulado: (1) alguns projetos de geração de baixa capacidade localizados perto de pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e PCHs); (2) 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 do Novo Modelo do Setor Elétrico; e (5) concessões prorrogadas pela Lei 12783. 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 Eletrobras.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico atualmente está sendo desafiada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal pediu ao Tribunal que as ações sejam arquivadas, argumentando que os desafios constitucionais estavam nulos, pois estão associados a uma Medida Provisória que já foi convertida em Lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre os méritos desse processo e não sabemos quando essa decisão será obtida. Assim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal, algumas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico associada a restrições sobre distribuidoras executarem atividades não relacionadas à distribuição de energia, inclusive as vendas de energia por distribuidoras a Clientes Livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas deverão continuar em pleno vigor e efeito.

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) no Mercado Regulado, no qual as distribuidoras adquirem através de leilões públicos toda a energia de que necessitam; e (2) no Mercado Livre, que abrange todas as compras de energia por entidades não reguladas, tais como Clientes Livres e entidades que comercializam e/ou 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 reservatórios, 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 suprimento. 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 assumido pela distribuidora. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos clientes. Em conjunto, esses acordos compreendem contratos de compra de energia (*power purchase agreements*), conhecidos como *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), o qual 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 Energia Nova' do MCSD, ou de perda de clientes que optaram por se tornar livres (assim sendo supridos diretamente por geradoras).

Com a renovação das concessões das usinas hidrelétricas, foi criado o Contrato de Contas de Garantia Física (CCGF). Esses contratos consideram 90% da energia gerada pelas usinas cujas concessões foram renovadas a fim de mitigar o risco hidrológico desta geração. A execução de CCGFs é compulsória, e cada distribuidora recebeu o seu montante de acordo com o rateio feito pela ANEEL.

O Mercado Livre

No Mercado Livre, a energia é comercializada pelos geradores de energia. O Mercado Livre também inclui os contratos bilaterais previamente existentes entre as geradoras e as distribuidoras até os vencimentos 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 eram inicialmente 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. Desde janeiro de 2019, os clientes cujo fornecimento começou antes de 1995 também puderam migrar para o Mercado Livre, nos termos da Lei 13360/16. Em julho de 2019, a restrição para ser um Cliente Livre foi reduzida para 2,5 MW e, em janeiro de 2020, para 2 MW (Portaria nº 514/2018). Em 12 de dezembro de 2019, a Portaria nº 465/2019 reduziu o nível de consumo para Clientes Livres para: 1,5 MW em janeiro de 2021, 1,0 MW em janeiro de 2022 e 0,5 MW em janeiro de 2023. Essa ordem também deu à ANEEL e à CCEE um prazo (janeiro de 2022) para concluir e apresentar as medidas regulamentares necessárias para permitir a abertura do Mercado Livre aos consumidores com carga inferior a 0,5 MW, incluindo comercializadoras de energia regulamentados, e propôs um calendário de abertura a partir de 1º de janeiro de 2024.

Até a abertura final, clientes com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outros fornecedores, além da companhia distribuidora local, se optarem em comprar energia gerada por certas fontes alternativas, tais como PCHs, ou fontes eólicas ou de biomassa, de um certo tamanho.

Uma vez que um cliente tenha optado pelo Mercado Livre, só poderá voltar ao mercado regulado cinco anos após 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.

Atividades restritas para companhias de distribuição

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 sua controladora, empresas relacionadas, ou parcerias); 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 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 sua promulgação não serão aditados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação dos preços ou volumes de energia já contratados.

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 à média ponderada dos preços de energia nos leilões 'A-5' e 'A-3', calculada com relação a todas as companhias de distribuição, e cria um incentivo para que as companhias de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões 'A-5', nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões 'A-3'. O Valor Anual de Referência é aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser repassados integralmente. O Decreto 5.163/04 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 limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão 'A-3', 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 projetos de geração nova de energia, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao 'Limite de Contratação' definido pelo Decreto 5163.
- As compras de energia de empreendimentos existentes no leilão 'A-1' estão limitadas a 0,5% da demanda da distribuidora, compras frustradas em leilões 'A-1' anteriores, ou exposição involuntária à demanda de clientes regulados, mais a 'substituição', definida como a quantia de 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 MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia gerada pelos projetos existentes.
- As compras de energia nos 'leilões de ajuste de mercado' são limitadas a 5,0% da demanda total da distribuidora (o limite anterior, alterado pelo Decreto 8379/14, era de 1,0%, exceto para os anos de 2008 e 2009), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência.
- Caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

Tarifas

As tarifas de energia no Brasil são determinadas pela ANEEL que tem a autoridade para ajustar e revisar tarifas em conformidade com os contratos de concessão e regulamentação pertinentes. Cada contrato de concessão de uma companhia de distribuição prevê uma tarifa 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 anual médio da taxa inclui componentes como variação inter-anual dos custos da Parcela A ('CVA') e outros ajustes financeiros, que compensam as variações nos custos da empresa, para cima ou para baixo, que não puderam ser previamente consideradas na taxa cobrada no período anterior.

As concessionárias de distribuição também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais determinados pelo regulador e a remuneração

adequada dos investimentos classificados como essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada companhia, e (ii) determinar o Fator X, que é calculado tomando por base os ganhos médios de produtividade decorrentes de aumentos de escala. 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 custo operacional eficiente.

Em 2011, a ANEEL completou a Audiência Pública nº 040/2010, que tratou da metodologia da terceira revisão periódica. Para calcular a taxa de retorno, a ANEEL utilizou 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 ciclo anterior. Essa taxa de retorno foi aplicável aos investimentos realizados pela CEMIG D até o próximo ciclo tarifário, que foi realizado em 2018. Depois disso, a nova taxa de retorno calculada pelo regulador é de 8,09% após impostos.

A ANEEL também alterou a metodologia utilizada para calcular o Fator X: da metodologia de fluxo de caixa descontado, para o método de Produtividade Total dos Fatores (PTF), que consiste em definir os possíveis ganhos de produtividade para cada companhia com base nos ganhos médios de produtividade nos anos mais recentes. Também foram incluídos os outros dois componentes, conforme mencionado acima: XQ e Xt. Os componentes do fator X, determinado na revisão de 2018 para o período 2018/2023, foram: Xt = -1,33%, aplicável a cada reajuste anual; Xpd e XQ, que são definidos *ex-post* e adicionados ao valor anterior com base, respectivamente, nos ganhos de produtividade do último ano e de mudanças na qualidade dos serviços prestados.

A ANEEL também emitiu regulamentações que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão, e estabelecendo as tarifas 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 a RAP das concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações mais detalhadas sobre a estrutura de fixação de tarifas, veja '*Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão*'.

Em 2015, a ANEEL criou uma tarifa adicional que seria repassada aos clientes por meio 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 o sistema produz uma bandeira verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo na tarifa cobrada dos clientes. Se as condições são um pouco menos favoráveis, o sistema indicará uma bandeira amarela e há uma cobrança adicional, proporcional ao consumo. Se as condições forem ainda menos favoráveis, o sistema indicará uma bandeira vermelha, que tem dois níveis.

Em 2019, os encargos adicionais ficaram iguais àqueles de 2018 até julho, quando as cobranças adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustadas da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R\$ 1,50 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 foi fixada em R\$ 4,00 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 foi fixada em R\$ 6,00 por 100 kWh. Estes encargos adicionais foram de novo ajustados no dia 1 de novembro, da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R\$ 1,343 por 100 kWh; a bandeira vermelha 1 foi fixada em R\$ 4,169 por 100 kWh; e a bandeira vermelha 2 foi fixada em R\$ 6,243 por 100 kWh. Durante 2020, devido à pandemia de Covid 19, as bandeiras tarifárias foram suspensas de junho de 2020 até novembro de 2020 (despacho ANEEL nº 1511/2020). O Despacho da ANEEL nº 3364/2020 restaurou as bandeiras tarifárias em dezembro de 2020: havia uma bandeira vermelha nível 2 em dezembro, uma bandeira amarela em janeiro e uma bandeira verde em todos os outros meses.

Aquisição de terras

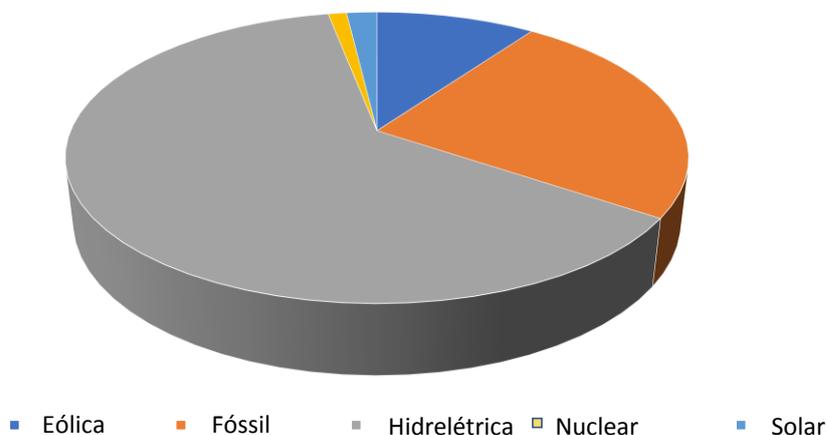
As concessões outorgadas à CEMIG pelo Governo Federal atribuem à concessionária a aquisição dos terrenos nos quais as usinas e subestações serão implantadas. As empresas de energia no Brasil precisam negociar com cada proprietário para obter os terrenos necessários para a implementação da entidade. No entanto, caso a concessionária não consiga obter o terreno necessário na forma amigável, tal terreno poderá ser adquirido para uso pela concessionária através de legislação específica. Nos casos de aquisição por meio de processos judiciais, as concessionárias podem ter que participar de negociações sobre o valor da compensação aos proprietários e o reassentamento das comunidades em processos judiciais. A Companhia faz todos os esforços para negociar com os proprietários e as comunidades afetadas antes de iniciar uma ação legal.

O sistema elétrico brasileiro – visão operacional

A produção e transmissão de energia brasileira é um sistema hidrelétrico e térmico em larga escala composto predominantemente de usinas hidrelétricas, com muitos proprietários diferentes. A Rede Interligada Brasileira é formada

por companhias das Regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e parte da Região Norte do Brasil. Um total de aproximadamente 2% da capacidade de geração de energia do Brasil não está conectada à Rede Básica, e existe em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. De acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em dezembro de 2018, estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 246.241 MW, dos quais apenas 44% foram aproveitados ou estão sendo construídos.

Geração de energia, por fonte (%):



Fonte: Banco de Informações de Geração (SIGA ANEEL – 16/02/2021).

Em abril de 2021, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 175,35 GW, sendo aproximadamente 51% proveniente de hidrelétrica, de acordo com a *Matriz de Energia Elétrica* disponível nos *Sistemas de Informação de Geração* (‘SIGA’), divulgado pela ANEEL. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de *Itaipu* – que tem um total de 14.000MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.

A Eletrobras, uma Companhia pertencente ao Governo Federal, opera aproximadamente 30% da capacidade de geração instalada do Brasil, e 49% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil. A Eletrobras tem sido historicamente responsável pela implementação de a política energética, e programas de preservação e gerenciamento ambiental. As restantes linhas de transmissão de alta tensão são de propriedade de companhias de energia elétrica controladas pelo estado ou empresas de energia 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 energético. De modo geral, essas medidas visavam ao aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, para desta forma, ampliar a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.
- O Governo Federal promulgou a Lei 8987 de 13 de fevereiro de 1995 (a ‘Lei das Concessões’), e a Lei 9.074 de 7 de julho de 1995 (a ‘Lei das Concessões de Energia Elétrica’), que juntas:
 - Exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;
 - Gradualmente permitiram que certos 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 11943 e pela Lei 13360/16, elevando o limite de 30 MW para 50MW, independentemente de ser caracterizado como uma PCH ou não.

O atual regulador, a ANEEL, e o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foram criados em 1997.

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei 9648, ou a ‘Lei do Setor Elétrico’, para reformar a estrutura básica do setor de energia, conforme segue:

- O estabelecimento de um órgão auto-regulado, 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.
- Estabelecimento de processos licitatórios de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão, além dos requisitos do processo de licitação nos termos da Lei de Concessões e da Lei de Concessões de Energia Elétrica.

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal brasileiro promulgou a Lei 10848, (a ‘Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico’), no âmbito dos esforços para reestruturar mais profundamente o setor de energia, com o objetivo final de fornecer aos clientes segurança de abastecimento com tarifas justas. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto 5163, o qual 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 579, convertida na Lei 12783, referente à prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei 9074, com o objetivo de reduzir encargos setoriais e obter tarifas mais razoáveis. Essa legislação alterou as regras aplicáveis a certas concessões e implementou novas regras no processo de licitação para concessionárias, e ajustes nas tarifas.

Em 18 de agosto de 2015, o Governo Federal editou a Medida Provisória 688, que foi convertida na Lei 13203, de 08 de dezembro de 2015, que criou o mecanismo da renegociação voluntária de riscos hidrológicos que afetam as empresas de geração hidrelétrica. Na mesma lei, o governo também alterou as regras do processo de licitação para concessões.

Em 22 de junho de 2016, o Governo Federal editou a Medida Provisória 735, convertida na Lei 13360, de 17 de novembro de 2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei n.º 12783, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia.

Em julho de 2017, o MME organizou dois procedimentos de consulta pública com o objetivo de reunir contribuições de agentes setoriais para melhorar o setor nacional de energia elétrica e atualizar seu quadro regulatório.

Em 9 de fevereiro de 2018, o MME submeteu à análise do Presidente do Brasil um projeto de lei, incluindo várias propostas de alterações ao regulamento do setor. Entre outras questões abordadas pelo MME na minuta do projeto, destacamos:

- *Desinvestimento de usinas hidrelétricas.* No caso de desinvestimento de usinas hidrelétricas, a nova concessão seria concedida mediante pagamento de indenização ao governo e não estaria sujeita ao regime de cotas estabelecido pela Lei 12783/2013 (para concessões de geração renovadas nos termos da Lei 12783/2013, a energia produzida pela usina deve ser vendida a todas as distribuidoras no Brasil de acordo com um sistema de cotas);
- *Expansão do Mercado Livre.* O requisito de consumo para a caracterização de Clientes Livres seria reduzido. Atualmente, os Clientes Livres devem ter uma carga de energia de 3MW. Entre 2020 e 2024, os critérios de carga que caracterizam o Cliente Livre passariam a variar entre 2 MW e 300kW. Até 2026, não haveria uma

carga mínima de energia exigida, bastando o Cliente Livre estar conectado a uma tensão igual ou superior a 2,3kV;

- *Incentivos à energia renovável.* A proposta do MME tende a reduzir os incentivos concedidos às energias renováveis por meio de desconto nas tarifas de conexão. Esse desconto pode estar sujeito a determinadas condições.
- *Risco hidrológico.* O risco hidrológico de diferenças na produção de energia devido a um cenário hidrológico excluiria: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede, desconsiderando a classificação de preço ascendente para geração de energia; (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia específicas; e (iii) restrição ao fornecimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão.
- *Separação entre consumo de energia e energia firme.* Um cronograma para a implementação do modelo legislativo que separa os encargos pela energia firme adicionados à rede e o consumo de energia.

Além disso, está em análise no Congresso o Projeto de Lei 622/2015, que estabelece um prazo, definido em 2017, para a aplicação de descontos não inferiores a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para projetos que utilizam fontes alternativas de energia, como energia solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme estabelecido no Artigo 26 e nos parágrafos da Lei 9427/1996. Em seu status atual, o projeto de lei afirma que esses descontos permanecerão válidos para concessões atuais, mesmo se estendidas, e para concessões futuras até 31 de dezembro de 2027. O projeto de lei também impõe ao Governo Federal a obrigação de criar um mecanismo de mercado para estimular os investimentos em fontes de energia de baixo carbono, com implementação prevista para 1º de janeiro de 2027. Atualmente, o Projeto de Lei 622/2015 encontra-se na Comissão de Serviços de Infraestrutura, aguardando a nomeação de um relator.

A Lei 14052/2020 e Resolução 895/2020 propuseram o reembolso de agentes concessionários de usinas hidrelétricas no MRE para os seguintes efeitos: (i) geração em desconsideração da ordem de mérito, que significa despachar energia para a rede desconsiderando a classificação de preço ascendente para geração de energia; (ii) antecipação da entrega de energia firme ao sistema de usinas de energia específicos; e (iii) restrição ao suprimento de energia à rede devido a atraso no sistema de transmissão. Esses efeitos serão calculados retroativamente de 2012 a 2020, atualizados e remunerados à alíquota ANEEL de 9,63%. O valor será pago por meio da extensão da concessão das usinas elétricas. Com esse novo acordo, as liminares deverão ser retiradas e os déficits de mercado liquidados. Desta forma, é de esperar que a liquidez do mercado no curto prazo, e a inadimplência na CCEE, retornem aos seus níveis históricos.

Racionamento e Aumentos Extraordinários de Tarifas

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 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 e Grupos de Trabalho relacionados, nos quais usuários de água, a sociedade civil organizada e as autoridades do poder público são representadas. A CEMIG participa de 5 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle federal e de 20 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle estatal local. A Companhia também monitora as notícias publicadas em vários veículos da mídia, recebe comentários e reclamações durante os períodos de enchentes e de secas, e atua, além disto, no sentido de resolver eventuais conflitos com as comunidades que vivem nas bacias hidrográficas onde ela possui usinas hidrelétricas.

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

A CEMIG realiza, além disto, um programa denominado *Proximidade*, que coordena as atividades que visam a melhora do relacionamento com as comunidades afetadas. Através desse programa, a CEMIG organiza reuniões públicas a CEMIG 20F ano 2020

respeito de assuntos tais como: a operação e os procedimentos de segurança das suas usinas hidrelétricas; condições climáticas; e aspectos ambientais. A CEMIG 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 a 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 implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como a ‘Lei de Concessões’, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico.

Transmissão

Em 4 de dezembro de 2012, a CEMIG assinou a segunda emenda do contrato de transmissão nº 006/97, 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 Federal nos compensou em parte pela redução da RAP, mas os ativos em operação antes do ano de 2000 ainda não foram compensados. De acordo com a Lei 12783, 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 120/16, que determinou que o reconhecimento dos valores devidos ocorreria a partir do processo de reajuste tarifário de 2017.

Os montantes a pagar das indenizações correspondentes às parcelas dos investimentos ligados a bens revertíveis não amortizados ou depreciados, reconhecidos pela MME na Portaria 291/2017, foram impugnados na esfera administrativa (ainda aguardando decisão – um recurso de hierarquia), e também no judiciário. A CEMIG GT solicitou uma medida cautelar, em 27 de novembro de 2016, com o objetivo de obter uma ordem para que o Governo Federal exiba a documentação que amparou seu cálculo da indenização para reversão dos ativos das hidrelétricas *Jaguara, Miranda, São Simão e Volta Grande*. A União Federal depositou imediatamente a parcela não contestada da indenização, que havia sido fixada em R\$ 1.028 milhões. 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 do MME nº 291/2017 e o consequente pagamento de indenização que contemple todos os investimentos realizados pela CEMIG GT nas aludidas concessões, bem como (iii) solicitando o pagamento imediato do valor incontroverso.

Contratos de geração:

Nos anos de 2014 e 2015, o Brasil sofreu uma grave seca que culminou em novas alterações ao marco regulatório, estabelecido pela Medida Provisória 688/15, posteriormente, convertida na Lei 13203/15. Esta lei, entre outras medidas, alterou significativamente a Lei 12783/13, criando um mecanismo de repactuação voluntária de riscos hidrológicos, uma vez que afeta as empresas hidrelétricas, e alterando as regras de licitações para determinadas concessões de geração hidrelétrica. Posteriormente, em 2016, outras modificações foram introduzidas ao setor pela Medida Provisória 735/2016, convertida na Lei 13360/2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei 12783/13, referente à licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/15 em 7 de outubro de 2015, já contemplando o novo contexto regulatório para renovação de concessões de usinas existentes, estipulado na Lei 13203/15, o Conselho de Administração da Companhia autorizou sua participação e a CEMIG GT logrou êxito no leilão, realizado na BM&F Bovespa em 25 de novembro de 2015. A CEMIG arrematou o Lote ‘D’, composto das concessões de 18 usinas hidrelétricas: *Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos Joasal,*

Paciência, Piauí, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua energia assegurada é de 420,2 MW médios.

Esses contratos de concessão têm prazo de 30 anos, iniciando em janeiro de 2016 e vencendo em janeiro de 2046, e durante o primeiro semestre de 2016 foram cedidos pela CEMIG GT às sete subsidiárias integrais criadas para operação comercial (CEMIG Geração Camargos, CEMIG Geração Itutinga, CEMIG Geração Três Marias, CEMIG Geração Volta Grande, CEMIG Geração Leste, CEMIG Geração Oeste e CEMIG Geração Sul).

Em 09 de setembro de 2020 foi publicada a Lei 14052, que alterou a Lei 13203/2015, estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2017, com o agravamento da crise hídrica.

O objetivo dessa nova lei é indenizar os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por:

- (i) empreendimentos de geração classificados como estruturais, relativos à antecipação da garantia física das usinas;
- (ii) as restrições ao início da operação de instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia gerada por empreendimentos estruturais; e
- (iii) geração fora da 'ordem de mérito', e importação.

Essa compensação assumirá a forma de prorrogação da outorga da concessão ou autorização para funcionamento, limitada a 7 anos, calculada com base nos parâmetros aplicados pela ANEEL.

Em 1º de dezembro de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 895, que estabeleceu a metodologia de cálculo da compensação e os procedimentos para repactuação do risco hidrológico. Para ter direito às indenizações previstas na Lei 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE devem:

- (i) cessar as ações judiciais que pleiteiam isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE;
- (ii) renunciar a quaisquer reclamações e/ou ações judiciais adicionais referentes a isenções ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE; e
- (iii) não ter renegociado o risco hidrológico nos termos da Lei 13203/2015.

Em 2 de março de 2021 a CCEE encaminhou à ANEEL os cálculos das prorrogações das concessões no Mercado Livre (ACL) que optaram por aceitar as condições propostas pela Resolução Normativa ANEEL 895/2020 e pela Lei 14052/2020. A administração da Companhia aguarda a homologação e publicação pela ANEEL das prorrogações das outorgas de concessão, para posterior envio aos órgãos de governança da Companhia para aprovação. Assim, nenhum impacto relativo a este assunto foi reconhecido nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2020.

Com base nos dados preliminares fornecidos pela CCEE à ANEEL, as usinas da Companhia terão direito aos seguintes prazos de prorrogação:

Usina	Garantia física (MW _{médio})	Expectativa preliminar de prorrogação da concessão (meses)
Emborcação	500	23
Nova Ponte	270	25
Sá Carvalho	56	22
Rosal	29	46
Outras (1)	399	–

(1) Inclui 11 usinas de energia, das quais 7 são de propriedade da CEMIG GT, 1 é de propriedade da CEMIG PCH e 3 são de propriedade da Horizontes. Os períodos de extensão da concessão, em meses, variam entre 1 e 84 meses.

Com a aprovação da Lei 14120/2021, foi reconhecido o direito ao ressarcimento das usinas do Lote D, permitindo à CCEE efetuar novo cálculo incluindo essas usinas, indicando o direito a extensão de suas concessões pelo máximo permitido (7 anos). A oficialização destes valores ainda está pendente de regulamentação a ser expedida pela ANEEL.

Contratos de distribuição:

Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica, a CEMIG D, conforme disposto no Decreto 7805/2012 e Decreto 8461/2015, 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, e 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. O descumprimento de uma meta por dois anos seguidos, ou em quaisquer cinco anos não consecutivas, resultará na caducidade da concessão.

Encargos regulatórios

A Reserva Geral de Reversão e o 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, ressalvadas as PCH e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de companhias do setor público no que tange à RGR. Os PIE são obrigados a efetuar contribuições ao *Fundo de Uso de Bem Público* (UBP) de acordo com as normas de cada licitação pública para a outorga de concessões. Até 31 de dezembro de 2002, a Eletrobras recebeu os pagamentos do UBP. 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 ou geração cujas concessões tenham sido prorrogadas nos termos da Lei 12783/2013; e (iii) de serviços de transmissão cujo processo de licitação tenha sido iniciado a partir de 12 de setembro de 2012.

A Conta de Consumo de Combustível – CCC

A Conta de Consumo de Combustível (CCC) 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. A partir de 2013, as despesas da CCC são incluídas no orçamento anual da CDE. O CCC foi gerenciado pela Eletrobras e, a partir de maio de 2017, vem sendo administrado pela CCEE em conformidade com a Lei 13.360/16.

A 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.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

O Governo Federal criou a CDE em 2002, 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 12783/2013 seus recursos também foram utilizados para assegurar a diminuição das tarifas de energia. O CDE é gerenciado pela CCEE.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, ou à CCC, ou a omissão em efetuar qualquer pagamento devido 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. O cálculo é efetuado em conformidade com o *Procedimento de Regulação Tarifária*, ou 'Proret' – (Subseção 5.5: *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica*) com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), e é 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 foram assinados nos primeiros leilões de energia existentes, realizados em 2005, e deveriam ser recontratados em um novo leilão de energia, porém o Governo Federal não realizou o leilão em 2012 porque esperava que, com a renovação de contratos de concessão, essa energia seria fornecida por Contratos 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 em 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 certas usinas, e pela baixa contratação nos leilões realizados em 2013 e 2014. Assim, a subcontratação atingiu 3500 MW em 2014. Neste cenário a única opção para os distribuidores, em uma situação de subcontratação, foi a compra de energia subcontratada no mercado de curto prazo (spot).

A situação hidrológica do sistema nos anos 2013 e 2014, como explicado acima, levou o custo da energia no mercado de curto prazo 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 teto de preço foi menor do que em 2014, e o mecanismo de 'bandeiras tarifárias' ajudou as empresas de distribuição a equilibrar a sua exposição de forma que nenhum novo empréstimo fosse necessário.

Assim, o governo criou a Conta do Ambiente de Contratação Regulada, ou Conta ACR, por meio do Decreto 8221/14 de 1º de janeiro de 2014, regulamentado pela Resolução ANEEL nº 612/14, 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 foram então repassados para as distribuidoras, conforme determinado no Decreto 8221/14 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 e a Resolução nº 2004/2015 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. 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 nacional 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 avaliada de acordo com a ‘Taxa de Otimização de Energia’, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional é contabilizada mensalmente por cada gerador.

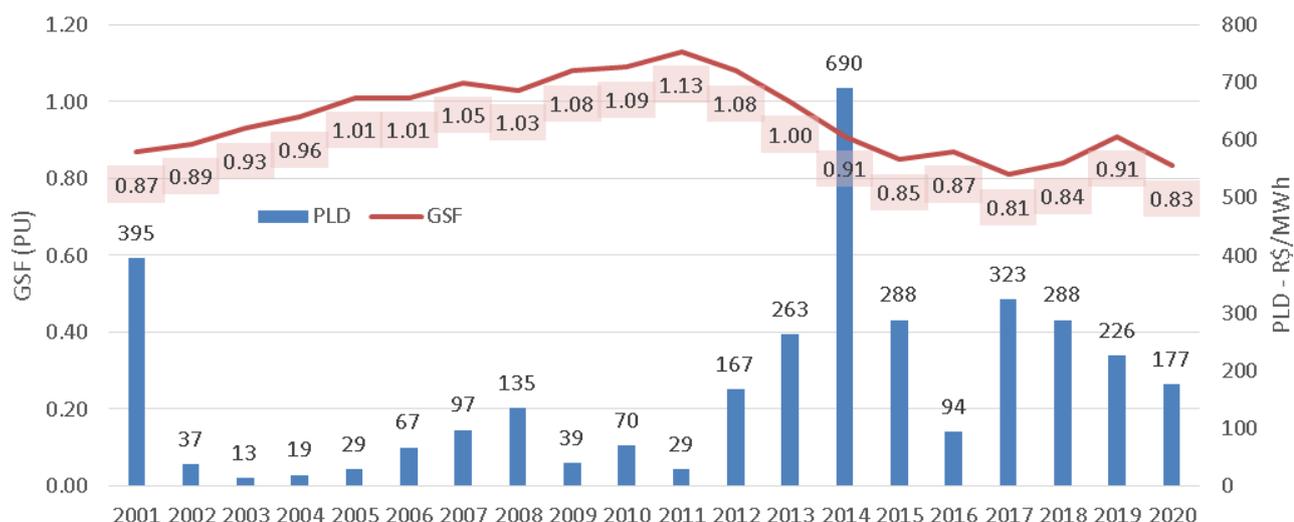
Embora o MRE seja eficiente para a mitigação dos riscos individuais de usinas hidrelétricas com condições hidrológicas adversas localizadas na bacia de um rio, não consegue mitigar este risco nos casos em que os níveis muito baixos afetam o Sistema Interligado Nacional, como um todo ou em grandes regiões dele. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração de todo o sistema não atingirá o nível de Energia Assegurada total, e as geradoras hidrelétricas 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 descrito anteriormente. Essa situação levou as usinas do MRE a gerar abaixo da sua garantia física, o que causou uma exposição das geradoras 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 soma de todas as garantias físicas. 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 a continuação de despacho térmico o consumo mais baixo de energia, o GSF fechou o ano em 0,84.

Durante 2015, os baixos valores do GSF e os elevados PLDs 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 causou a exposição indevida aos produtores. De março a setembro, houve um aumento exponencial do número de liminares expedidas, que levou a uma paralisia do mercado. A fim de resolver esta situação, o Governo Federal propôs (por meio da Medida Provisória 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 suas 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, se 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 deste tipo. Esse mecanismo possibilitou 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 *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.

A aceitação do sistema no Mercado Livre foi menor que no Mercado Regulado, uma vez que o valor do prêmio de risco era elevado demais, e para cobrir a sua exposição ao GSF, seria necessário às empresas de geração adquirir contratos de reserva de energia. Por essas razões, e considerando que existem outras alternativas disponíveis no Mercado Livre para mitigar os riscos hidrológicos, a negociação voluntária 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 2020, o GSF médio ficou em 0,83, ainda impactado por condições hidrológicas abaixo da média histórica, e por níveis mais baixos dos reservatórios. O gráfico abaixo apresenta o preço médio e o GSF para os períodos em questão:



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 estabelecem as tarifas: (i) TUSD; e (ii) TUST. Além disso, as companhias de distribuição dos componentes Sul, Sudeste e Centro-Oeste do sistema interligado pagam encargos específicos pela transmissão da energia gerada pela usina de *Itaipu*. Todas essas tarifas e cobranças são estabelecidas pela ANEEL. Segue abaixo explicação mais detalhada de cada tarifa ou taxa:

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A TUSD é paga a uma empresa distribuidora por companhias de geração, outras distribuidoras e clientes, pelo uso do sistema de distribuição a que estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com (i) um índice de inflação, (ii) a variação dos custos de transmissão de energia, e (iii) os custos com encargos regulatórios. Este ajuste é repassado anualmente para os clientes da rede de distribuição por meio dos Reajustes Tarifários Anuais ou das Revisões Periódicas.

Artigo 26 (e seus parágrafos) da Lei 9427/96 define a aplicação de descontos não inferiores a 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para projetos que utilizam fontes alternativas de energia, como solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.

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 levando em conta qualquer ajuste na 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. A agência reguladora define a taxa para um período de 12 meses, que é paga mensalmente por meio da emissão de faturas.

Conforme mencionado acima, essa tarifa pode sofrer alterações com relação à aplicação de descontos para geradoras que utilizam as fontes de energia de baixo carbono definidas no Artigo 26 e parágrafos da Lei 9427/1996.

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, 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, conhecidos como 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 (CCEARs, energia de *Itaipu* e contratos bilaterais); e
- Taxas de Transmissão (Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, transporte de energia de *Itaipu*, uso das instalações para conexão com outras transmissoras, uso das instalações de outras distribuidoras, e o ONS).

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob nosso controle, e incluem:

- Rentabilidade de investimentos;
- Impostos e demais contribuições;
- 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 os custos da Parcela B para operação eficiente, 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 equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos cujos estrutura de custos é alterada de maneira significativa.

Item 4A. Comentários não-resolvidos da equipe

Não aplicável.

Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras

As informações contidas nesta seção devem ser lidas junto com as nossas demonstrações financeiras consolidadas dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 1 de janeiro de 2019, e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, contidas neste relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras consolidadas, elaboradas em conformidade com o IFRS e apresentadas em milhões de Reais.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 e o saldo inicial em 1 de janeiro de 2019 foram reapresentadas para refletir a mudança na política contábil divulgada na Nota 2.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais.

Base de preparação

Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia foram preparadas de acordo com as normas internacionais (IFRS), do *International Accounting Standards Board* (IASB).

A administração da Companhia confirma que todas as informações factuais e relevantes contidas nas demonstrações financeiras estão sendo divulgadas, as quais são utilizadas pela administração no gerenciamento da Companhia.

No âmbito das suas operações usuais, a Companhia recebe comentários por escrito e/ou solicitações de reguladores locais (ou seja, ANEEL e a CVM) sobre algumas das informações divulgadas pela Companhia em seus relatórios trimestrais e anuais, bem como em suas demonstrações financeiras regulatórias apresentadas no Brasil. A Companhia responde a tais solicitações em tempo hábil e é o entendimento da sua administração que estes comentários e/ou solicitações não teriam um impacto relevante nas demonstrações financeiras atuais ou emitidas anteriormente.

Em 30 de abril de 2021, o Comitê de Auditoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 1 de janeiro de 2019, e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.

Base de mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas com base no custo histórico, exceto no caso de determinados instrumentos financeiros e ativos mantidos para venda, os quais são mensurados pelo valor justo e o valor justo menos os custos de venda, de acordo com as normas aplicáveis, conforme detalhado nas Notas 31 e 32, respectivamente.

Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, *joint ventures* e coligadas, e todos os valores são arredondados para o milhão mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira foram convertidas em Reais pela taxa de câmbio da data da transação. Os saldos de ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos em Reais pelas taxas de câmbio da data do balanço. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da liquidação ou conversão de ativos e passivos denominados em moeda estrangeira são registrados na receita e despesa financeira na demonstração consolidada do resultado.

Uso de estimativas e de julgamento

A preparação das demonstrações financeiras consolidadas exige que a administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. As incertezas sobre essas premissas e estimativas podem resultar em cálculos que exijam um ajuste relevante no valor contábil de ativos ou passivos afetados em períodos futuros.

As estimativas e premissas são revisadas periodicamente, usando como referência a experiência histórica e qualquer mudança significativa nos cenários que possam afetar a posição financeira ou os resultados das operações da Companhia. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas, e em quaisquer períodos futuros afetados.

As principais estimativas e julgamentos que afetam significativamente os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras são os seguintes:

- Ajustes para perdas com devedores duvidosos – Nota 8 das Demonstrações Financeiras.
- Imposto de renda e contribuição social diferidos – Nota 10 das Demonstrações Financeiras.
- Ativos e passivos financeiros da concessão – Nota 14 das Demonstrações Financeiras.
- Ativos do contrato de concessão – Nota 15 das Demonstrações Financeiras.
- Investimentos – Nota 16 das Demonstrações Financeiras.
- Ativo imobilizado e vida útil dos bens – Nota 17 das Demonstrações Financeiras.
- Ativos intangíveis e vida útil dos ativos – Nota 18 das Demonstrações Financeiras.
- Transações de arrendamento mercantil – Nota 19 das Demonstrações Financeiras.
- Valores a serem devolvidos aos clientes – Nota 21 das Demonstrações Financeiras.
- Obrigações pós-emprego – Nota 24 das Demonstrações Financeiras.
- Provisões – Nota 25 das Demonstrações Financeiras.
- Receita não faturada – Nota 27 das Demonstrações Financeiras.
- Mensuração de instrumentos financeiros e mensuração do valor justo – Nota 31 das Demonstrações Financeiras.
- Mensuração de ativos mantidos para venda – Nota 32 das Demonstrações Financeiras.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes daqueles registrados nas demonstrações financeiras devido à incerteza inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas significativas pelo menos anualmente.

As principais novas normas e interpretações contábeis

a) Novas normas contábeis, interpretação ou revisão de normas contábeis, aplicadas pela primeira vez em 2020

As novas normas de contabilidade, interpretações ou alterações de normas de contabilidade, aplicadas pela primeira vez em 2020, não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. **(Ver Nota 2 das demonstrações financeiras).**

b) Normas emitidas, mas ainda não em vigor

As normas e interpretações novas e alteradas emitidas, mas ainda não em vigor, até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia são mencionadas nas demonstrações financeiras. A Companhia pretende adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se aplicável, quando entrarem em vigor. (Ver Nota 2 das demonstrações financeiras).

Resumo das políticas contábeis relevantes

As principais políticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de forma consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto as práticas que foram aplicadas prospectivamente a partir de 2020, de acordo com as normas e regulamentos descritos anteriormente nesta seção. Mais informações na Nota 2 das demonstrações financeiras.

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

Os instrumentos financeiros são classificados, no reconhecimento inicial, como mensurados subsequentemente ao custo amortizado, valor justo por meio de Outros resultados abrangentes (*‘Other comprehensive income’*) e valor justo por meio do resultado, dependendo das características contratuais do fluxo de caixa do ativo financeiro e do modelo de negócios da Companhia para gerenciá-los.

Valor justo por meio do resultado: Isso inclui os ativos financeiros da concessão relacionados à infraestrutura do segmento de distribuição. Esses ativos financeiros são mensurados pelo Valor Novo de Reposição (VNR) esperado, conforme definido no contrato de concessão, o qual representa o valor justo do valor residual da infraestrutura na data do balanço. Os ativos financeiros relacionados à infraestrutura de distribuição de gás são mensurados com base no valor justo da indenização estabelecida no contrato de concessão. A Companhia reconhece um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando possui um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do, ou sob poder do Poder concedente, pelos serviços de construção e manutenção da infraestrutura.

Esta categoria também inclui equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários não classificados ao custo amortizado, instrumentos financeiros derivativos e indenizações a receber pelos ativos de geração.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem caixa em bancos e depósitos à vista e de alta liquidez de curto prazo, sujeitos a um risco insignificante de mudança de valor, mantidos para realizar a gestão de caixa de curto prazo da Companhia. Detalhes sobre as principais premissas utilizadas na mensuração do valor justo estão resumidas nas respectivas notas.

Instrumentos financeiros derivativos (transações de swap e call spread): A Companhia mantém instrumentos derivativos visando o gerenciamento da sua exposição a riscos de mudanças nas taxas de câmbio (do dólar norte-americano). Os instrumentos derivativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e os custos de transação

relacionados são reconhecidos na demonstração do resultado quando incorridos. Após o reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo, e as variações no valor justo são registradas na demonstração consolidada do resultado.

Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda) – As opções de venda, para CEMIG GT, de cotas dos fundos FIP Melbourne e FIP Malbec (‘o Put SAAG’) foram mensurados pelo valor justo mediante a utilização do método Black-Scholes-Merton (BSM), tendo como referência as respectivas opções de venda obtidas pelo modelo BSM, avaliadas nas suas datas de exercício. Veja a Nota 31 das demonstrações financeiras para mais detalhes.

Custo amortizado: Encontram-se nesta categoria: os créditos com consumidores, revendedores e concessionários (por transporte de energia); contas a receber do Estado de Minas Gerais; fundos vinculados; depósitos vinculados a litígios; títulos e valores mobiliários para os quais há a intenção positiva de mantê-los até o vencimento e quando os seus termos contratuais dão origem a fluxos de caixa conhecidos que constituem, exclusivamente, pagamentos de principal e juros; os ativos financeiros da concessão relacionados à Bonificação de Outorga dos contratos de geração de energia; valores a receber de partes relacionadas; fornecedores; empréstimos e debêntures; dívida pactuada com o fundo de pensão (Forluz); concessões a pagar; o plano de regularização de créditos tributários (PRCT) do Estado de Minas Gerais; adiantamento de clientes; ativos e passivos financeiros relacionados à conta de compensação de variação de custos da parcela A (CVA) e de outros componentes financeiros em ajustes de tarifas; a subvenção de baixa renda; reembolso de subsídios tarifários; e outros créditos.

O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer deságio ou ágio na aquisição, e taxas ou custos que são parte integrante do método da taxa efetiva de juros.

Ganhos e perdas são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado, modificado ou deteriorado.

Recebíveis de clientes, comerciantes e concessionárias (por transporte de energia)

As contas a receber de clientes, comerciantes e concessionárias (para transporte de energia) são reconhecidas inicialmente pelo valor de venda e subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado. Essas contas a receber são apresentadas incluindo os impostos sobre vendas e líquidas de impostos retidos na fonte, os quais são reconhecidos como Impostos a recuperar.

Para estimar perdas futuras de recebíveis, a Companhia adotou uma abordagem simplificada, considerou que as contas a receber de clientes não possuem componentes financeiros significativos, e calculou a perda esperada considerando a média histórica de não-pagamento sobre o total faturado em cada mês (com base nos últimos 24 meses de faturamento), com segregação por tipo de cliente e projetados para os próximos 12 meses, levando em consideração a idade de vencimento das faturas, incluindo as ainda a vencer.

A Receita Anual Permitida (‘RAP’) é a contraprestação recebida como receita do investimento na rede elétrica nacional, bem como dos serviços de construção, modernização, operação e manutenção. A receita dos contratos de concessão de transmissão de energia é reconhecida quando a obrigação de desempenho é satisfeita. O ativo do contrato é transferido para o ativo financeiro, enquadrado no escopo da IFRS 9, após a emissão do aviso de crédito, emitido mensalmente pelo ONS, autorizando o faturamento da RAP, que é quando o direito à contraprestação é incondicional. A receita é reconhecida pelo preço da transação e os ativos são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, ajustado por perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável, e reconhecendo os impostos diferidos. Conforme exigido pela IFRS 9 – *Instrumentos Financeiros*, o valor contábil do ativo financeiro é analisado e, quando aplicável, é constituída uma provisão para perdas com créditos esperados.

As perdas esperadas com contas em atraso de clientes que renegociaram suas dívidas são mensuradas com base no vencimento da fatura original, independentemente dos novos termos negociados. No caso de contas vencidas há mais de 12 meses, as perdas esperadas são integralmente reconhecidas.

As perdas esperadas para contas não faturadas, ainda não vencidas ou vencidas há menos de 12 meses são medidas de acordo com os eventos de inadimplência potenciais, ou as perdas de crédito esperadas para toda a vida de um instrumento financeiro, se o risco de crédito aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial.

Para os grandes clientes, o ajuste para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa é registrado com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas. Os principais critérios usados pela Companhia são: (i) para os consumidores com valores significativos em aberto, o saldo a receber é analisado levando em conta o histórico da dívida, as negociações em andamento e as garantias reais; e (ii) para os grandes consumidores, é feita uma análise individual dos devedores e das iniciativas em andamento para recebimento dos créditos.

Ativos da concessão

Segmento de distribuição de energia e gás: Ativos de infraestrutura da concessão em construção são inicialmente registrados como ativos contratuais, de acordo com a IFRS 15 e a IFRIC 12, tendo em vista que a Companhia tem direito à contraprestação pelo desempenho concluído até a data, e somente quando se conclui a fase de construção, tem direito a cobrar pelos serviços prestados aos clientes, ou a receber indenização no final do prazo de concessão pelos bens ainda não amortizados. De acordo com a IFRS 15 e a IFRIC 12, as receitas de construção equivalentes à nova infraestrutura são inicialmente registradas como ativos contratuais, mensuradas ao custo de construção mais margem (a qual, para o negócio de construção, é considerada zero). Os custos de construção incluem custos de empréstimos.

A parcela da infraestrutura a ser amortizada durante o período da concessão é registrada como ativo intangível, conforme previsto na IFRIC 12 – *Contratos de Concessão*, sendo posteriormente mensurada pelo custo menos amortização. As taxas de amortização refletem o padrão esperado de seu consumo e são mensuradas com base no valor contábil do ativo pelo método linear, utilizando as taxas baseadas na vida útil esperada dos ativos de distribuição de energia que são utilizados pelo regulador durante o processo tarifário.

A Companhia contabiliza um ativo financeiro pelo valor residual da infraestrutura no final da concessão, representando um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente. Essa parcela é posteriormente mensurada ao valor justo estimado, que representa o valor de reposição atual (*Valor Novo de Reposição*, ou VNR), segundo a Base de Remuneração Regulatória de Ativos homologada pelo órgão regulador (ANEEL) nos processos tarifários.

Segmento de transmissão: Quando a construção é finalizada, os ativos de infraestrutura da concessão permanecem como ativo contratual, considerando a existência de obrigações de desempenho durante o período de concessão, representadas pela construção, operação e manutenção da rede, uma vez que não há direito incondicional de receber a contraprestação pelo serviço de construção a menos que empresa opera e mantém a infraestrutura. Apenas após a satisfação da obrigação de performance de operar e manter a infraestrutura, o ativo de contrato passa a ser classificado como ativo financeiro (contas a receber), uma vez que nada mais além da passagem do tempo é necessário para que a contraprestação seja recebida. Os custos relacionados à construção da infraestrutura são reconhecidos no resultado conforme incorridos. As receitas dos serviços de construção ou modernização são reconhecidas de acordo com o estágio de execução dos serviços de construção, com base nos custos efetivamente incorridos, incluindo a margem de construção.

A margem adicionada à obrigação de desempenho relacionada à construção e melhorias é baseada nas expectativas da Companhia em relação à lucratividade de seus projetos.

Ao ajustar o valor da contraprestação pelo componente de financiamento do ativo do contrato de concessão, a Companhia usa a taxa de desconto que reflete a estimativa da Companhia do financiamento dos investimentos em infraestrutura de transmissão. Isso reflete a taxa que desconta o valor nominal da contraprestação ao preço que o cliente teria pago à vista pelos bens ou serviços quando (ou conforme) fossem transferidos para o cliente. As taxas de juros implícitas no contrato são definidas no início dos investimentos e levam em consideração o risco de crédito das contrapartes.

Quando a tarifa fixada é alterada no momento das revisões tarifárias periódicas, o ativo do contrato é remensurado, descontando-se a receita futura (RAPs) pela taxa de desconto original do contrato, implícita no contrato. O valor remensurado é confrontado com o valor contábil e a diferença é reconhecida como um ajuste à receita (seja como um aumento ou redução da receita) na data da modificação do contrato (o ajuste da receita é feito cumulativamente até atingir o valor).

A contraprestação recebida mensalmente é alocada como receita relacionada ao serviço de operação e manutenção e como cobrança do ativo financeiro relacionado ao serviço de construção com base em seu valor justo relativo. Os custos de expansão e melhorias da infraestrutura são registrados como ativos de contrato.

A parcela financeira da remuneração e depreciação não paga desde as prorrogações das concessões de acordo com a Lei 12783/2013: Corresponde à parcela da remuneração e depreciação não paga desde a data da extensão das concessões até a sua incorporação à Base de Remuneração de Ativos (1 de janeiro de 2013 a 30 de junho de 2017), a ser paga no prazo de oito anos por meio da RAP.

Os valores a serem recebidos são sujeitos às regras regulatórias aplicáveis ao processo tarifário, inclusive a mecanismos de controle e medição de eficiência. Nesse novo contexto, o recebimento incondicional da contraprestação está atrelado à obrigação de performance de operação e manutenção, configurando-se, assim, como ativo de contrato.

Segmento de geração: A taxa de concessão paga pelos contratos de concessão concedidos pela ANEEL em novembro de 2015 foi classificada como ativo financeiro, pelo custo amortizado, pois representa um direito incondicional de receber caixa, ajustado pelo IPCA, e juros remuneratórios, durante o período da concessão.

Redução ao valor recuperável (*Impairment*)

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

Adicionalmente, a Administração revisa, anualmente, o valor contábil dos ativos não financeiros, com o objetivo de avaliar se há alguma indicação, como eventos ou mudanças nas condições econômicas, operacionais ou tecnológicas, de que um ativo pode ter sofrido uma redução do seu valor recuperável. Se houver alguma indicação, ou quando for necessário um teste anual de redução do valor recuperável de um ativo, a Companhia estima o valor recuperável. O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é definido como o maior entre o seu valor em uso e o valor justo menos o seu custo de venda. Quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede seu valor recuperável, é reconhecida uma perda por redução do valor recuperável, com ajuste do valor contábil ao valor recuperável.

Benefícios a funcionários

O passivo registrado no balanço patrimonial consolidado relativo às obrigações do plano de pensão de aposentadoria da Companhia é o maior de: (a) o valor a ser pago de acordo com os termos do plano de pensão para amortização das obrigações atuariais; e (b) o valor presente da obrigação atuarial, calculado por um atuário qualificado, deduzido do valor justo dos ativos do plano e ajustado pelos ganhos e perdas atuariais não reconhecidos. As despesas relativas à dívida contratada com o fundo 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.

A Companhia oferece benefícios de assistência médica pós-emprego a seus funcionários, bem como seguro de vida para funcionários ativos e aposentados. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período de emprego, usando a mesma metodologia contábil usada para planos de pensão de benefício definido. Essas obrigações são mensuradas anualmente por um atuário independente qualificado.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes das mudanças de premissas atuariais são reconhecidos por meio de Outros resultados abrangentes.

Benefícios de curto prazo a funcionários: A participação dos funcionários nos lucros, prevista no Estatuto Social da Companhia, é registrada em conformidade ao acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos funcionários e registrado na demonstração de resultados em Participação nos lucros dos funcionários e administradores.

Imposto de renda e Contribuição Social

A despesa com imposto de renda e Contribuição Social representa o valor total dos impostos correntes e diferidos, apresentados separadamente nas demonstrações financeiras. A Companhia está sujeita ao regime tributário regular 'Lucro Real'. No entanto, suas controladas que podem se beneficiar do regime tributário favorável, de acordo com a legislação tributária, analisam a projeção de tributos a pagar para o próximo ano, a fim de determinar o regime tributário que reduz o seu recolhimento de tributos.

Os tributos correntes e diferidos relativos a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou em Outros resultados abrangentes são reconhecidos no patrimônio líquido.

Periodicamente, de acordo com a IFRIC 23, a Companhia e suas controladas avaliam as posições assumidas nas declarações de impostos com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações e estabelece provisões quando apropriado.

Corrente

Os ativos e passivos de imposto de renda corrente são mensurados pelo valor que se espera que seja recuperado ou pago às autoridades fiscais. As alíquotas e leis tributárias usadas para calcular o valor são aquelas que foram promulgadas ou estão substancialmente em vigor na data do relatório.

Adiantamentos e créditos fiscais são apresentados como ativo circulante ou não circulante, de acordo com a data prevista de sua realização na data do balanço, quando os valores dos tributos são devidamente calculados e compensados com os adiantamentos efetuados.

Diferido

O imposto diferido é reconhecido para as diferenças temporárias entre o valor contábil de um ativo ou passivo no balanço patrimonial e sua base fiscal na data do relatório.

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias intertemporais. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças intertemporais dedutíveis na medida que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças possam ser realizadas, com as seguintes exceções:

- Quando um passivo ou ativo fiscal diferido decorre do reconhecimento inicial de um ágio ou de um ativo ou passivo em uma transação que não seja uma combinação de negócios e, no momento da transação, não afeta o lucro contábil nem o lucro ou prejuízo tributável.
- Em relação às diferenças intertemporais tributáveis associadas a investimentos em subsidiárias, coligadas e participações em controladas em conjunto, quando o momento da reversão das diferenças temporais puder ser controlado e for provável que as diferenças temporais não sejam revertidas no futuro próximo.
- Em relação às diferenças temporais dedutíveis associadas a investimentos em subsidiárias, associadas e participações em controladas em conjunto, os ativos fiscais diferidos são reconhecidos apenas quando for provável que as diferenças temporais sejam revertidas no futuro próximo e haja lucro tributável contra o qual as diferenças temporais podem ser utilizadas.
- Estes ativos e passivos fiscais são mensurados pelas alíquotas que se espera que sejam aplicadas no ano em que o ativo for realizado ou o passivo liquidado, com base nas alíquotas (e leis tributárias) que estiverem em vigor ou substancialmente em vigor na data das demonstrações contábeis.

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.

A Companhia compensa ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos se, e somente se, existe um direito legalmente exequível de compensar ativos fiscais correntes e passivos fiscais correntes, e os ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos se relacionam com impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre ou sobre a mesma entidade tributável.

Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda e operações descontinuadas

A Companhia classifica os ativos não circulantes como mantidos para venda quando o valor contábil será recuperado, principalmente por meio de uma transação de venda e não pelo uso contínuo. Essa condição é atendida apenas quando o ativo (ou grupo de ativos) está disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas aos termos habituais para a venda do ativo (ou grupo de ativos) e sua venda é considerada altamente provável. A administração deve estar comprometida com a venda, que deve ser concluída dentro do prazo de um ano a partir da data da classificação. Os ativos mantidos para venda são mensurados pelo menor valor entre o valor contábil e o valor justo menos os custos de venda. Os custos da venda são os custos incrementais diretamente atribuíveis à alienação de um ativo, excluindo as despesas financeiras e as despesas com imposto de renda.

O ativo imobilizado e o ativo intangível não são depreciados ou amortizados enquanto estiverem classificados como mantidos para venda. Ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentados separadamente como itens circulantes no balanço patrimonial.

Os dividendos recebidos de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas classificados como mantidos para venda são reconhecidos no resultado, tendo em vista a interrupção da mensuração pelo método da equivalência patrimonial, em atendimento ao IFRS 5.

Um grupo de alienação se qualifica como operação descontinuada se for um componente de uma entidade que foi alienada ou é classificada como mantida para venda, e:

- Representa uma linha de negócios principal separada ou uma área geográfica de operações;
- Faz parte de um único plano coordenado para descontinuar uma linha de negócios principal separada ou uma área geográfica de operações; ou
- É uma subsidiária adquirida exclusivamente com o objetivo de revender.

Operações descontinuadas são excluídas dos resultados de operações em continuidade, sendo apresentadas como um único valor, após os tributos, no resultado, baseado nas operações descontinuadas.

Há informações adicionais na Nota 32. Todas as outras notas explicativas às demonstrações financeiras incluem valores para operações continuadas, exceto quando indicado de outra forma.

Reconhecimento de receita

Em geral, a receita de contratos com clientes é reconhecida quando a obrigação de desempenho é satisfeita, por um valor que reflete a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca dos bens ou serviços transferidos, que deve ser alocado a essa obrigação de desempenho. A Companhia reconhece a receita apenas quando é provável que receba a contrapartida à qual tem direito em troca dos bens ou serviços transferidos ao cliente, levando em consideração a capacidade e a intenção do cliente de pagar essa quantia de contrapartida no vencimento.

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 da entrega da energia. O faturamento é feito mensalmente. O fornecimento de energia ainda não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no fornecimento contratado e no volume de energia entregue, mas ainda não faturado.

Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e as receitas reais reconhecidas não são significativas.

As receitas de uso do sistema de distribuição (TUSD) recebidas pela Companhia de outros concessionários e outros clientes que utilizam a rede de distribuição são reconhecidas no mês em que os serviços são prestados. O fornecimento não faturado de energia no varejo, entre a última medição de consumo e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior ou no valor contratual, de acordo com as instruções específicas nos regulamentos da concessão.

A receita da ‘Parcela A’ e Outros componentes financeiros nos ajustes tarifários são reconhecidos na demonstração do resultado quando os custos de aquisição de energia efetivamente incorridos forem diferentes daqueles considerados pelo Poder Concedente para estabelecer a tarifa de distribuição de energia.

Ajustes dos fluxos de caixa esperados do ativo financeiro da concessão de distribuição de energia são apresentados como receita operacional, juntamente com as outras receitas relacionadas aos serviços de distribuição de energia.

Receita de construção: Corresponde à obrigação de desempenho de construir a infraestrutura, consubstanciada nos investimentos em ativos da concessão realizados pela Companhia no exercício. O reconhecimento dessa receita está diretamente relacionado aos gastos incorridos com as adições aos ativos de contrato.

As receitas de venda de gás são registradas com base no volume de gás comercializado e nas tarifas especificadas nos termos contratuais. As receitas de fornecimento de gás são reconhecidas mensalmente, quando há o fornecimento de gás, com base no volume medido e faturado. O faturamento é feito mensalmente. Além disso, o fornecimento de gás não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no fornecimento contratado e no volume de gás entregue, mas ainda não faturado. Historicamente, as diferenças entre os valores estimados e os realizados não são relevantes, e são contabilizadas no mês seguinte.

As receitas dos serviços da concessão de transmissão são reconhecidas no resultado mensalmente e incluem:

- A Receita de construção, corresponde à obrigação de desempenho de construção da infraestrutura de transmissão, reconhecida com base na satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo. A mensuração é efetuada com base no custo incorrido, incluindo PIS/Pasep e Cofins sobre a receita total, e a margem de lucro do empreendimento.
- A receita de operação e manutenção corresponde à obrigação de execução de operação e manutenção prevista no contrato de concessão de transmissão, após o término da fase de construção. O reconhecimento se dá quando os serviços são prestados e as faturas dos RAPs são emitidas.
- Receita de juros reconhecida sobre o ativo do contrato, registrada como receita bruta de concessão de transmissão no resultado. Aqui, receita corresponde à componente significativa de financiamento no ativo contratual e é reconhecida pelo método da taxa de juro efetiva linear com base na taxa apurada no início dos investimentos,

que não é alterada posteriormente. A média das taxas implícitas é de 6,68%. As taxas são determinadas para cada autorização e são aplicadas sobre o valor a ser recebido (fluxo de caixa futuro) ao longo da duração do contrato. Inclui a atualização financeira pelo índice de inflação definido para cada contrato de transmissão.

Os serviços prestados incluem taxas pela conexão e outros serviços relacionados; as receitas são reconhecidas quando os serviços são prestados.

A margem de lucro da atividade de operação e manutenção da infraestrutura de transmissão é determinada com base no preço de venda individual do serviço, a partir de informações disponíveis sobre o valor da contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da prestação dos serviços prometidos ao cliente, nos casos em que as controladas transmissoras da Companhia tem direito, de forma separada, (i) à remuneração pela atividade de operar e manter, conforme IFRS 15 – *Receita de contrato com o cliente*, e (ii) aos custos incorridos para a prestação de serviços da atividade de operação e manutenção.

A Resolução ANEEL 729/2016 regulamenta a Parcela Variável (ou ‘PV’), que é a penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica e da sobretaxa correspondente às gratificações pecuniárias atribuídas às concessionárias a título de incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão. A Companhia avaliou os efeitos da PV, com base em dados históricos, e concluiu que o reconhecimento da eventual contraprestação variável decorrente da PV estimada não resultaria em informações contábeis relevantes. Portanto, para as duas situações descritas, o reconhecimento é efetuado como um ajuste da receita, seja como um aumento ou uma redução da receita de operação e manutenção, quando ocorrer.

Arrendamento

A partir da adoção inicial da IFRS 16, em 01 de janeiro de 2019, a Companhia avalia no início do contrato se o contrato é, ou contém, um arrendamento – ou seja, se o contrato confere o direito de controlar o uso de um ativo identificado por um período de tempo em troca de contraprestação. A Companhia aplica uma abordagem única de reconhecimento e mensuração para todos os arrendamentos, exceto para arrendamentos de curto prazo e arrendamentos de ativos de baixo valor.

Na data de início de um arrendamento, o arrendatário reconhece uma obrigação de efetuar os pagamentos (um passivo de arrendamentos) e um ativo representando o direito de usar o ativo objeto durante o prazo do arrendamento (um ativo de direito de uso).

Ativos de direito de uso: A Companhia reconhece os ativos de direito de uso na data de início do arrendamento (ou seja, na data em que o ativo subjacente está disponível para uso). Os ativos de direito de uso são mensurados ao custo, menos qualquer amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável, e ajustados por qualquer remensuração de passivos de arrendamento. O custo dos ativos de direito de uso inclui o valor dos passivos de arrendamento reconhecidos, custos diretos iniciais incorridos, e pagamentos do arrendamento feitos na data de início ou antes, menos quaisquer incentivos de arrendamento recebidos. Os ativos de direito de uso são amortizados linearmente pelo menor entre o prazo do arrendamento e a vida útil estimada dos bens; conforme descrito na Nota 19 às demonstrações financeiras.

Se a propriedade do bem arrendado for transferida para a Companhia no final do prazo do arrendamento ou o custo refletir o exercício de uma opção de compra, a amortização é calculada com base na vida útil estimada do bem.

Passivo de Arrendamentos: Na data de início do arrendamento, a Companhia reconhece os passivos do arrendamento mensurados pelo valor presente dos pagamentos do arrendamento a serem efetuados ao longo do prazo do arrendamento. Os pagamentos do arrendamento englobam pagamentos fixos (incluindo Pagamentos Fixos em Substância – ‘*in-substance fixed lease payments*’) menos quaisquer incentivos de arrendamento a receber, pagamentos variáveis do arrendamento que dependem de um índice ou uma taxa, e valores que se espera que sejam pagos sob as garantias de valor residual. Os pagamentos do arrendamento também incluem o preço de exercício de uma opção de compra onde há razoável certeza que será exercida pela Companhia, e o pagamento de multas pela rescisão do contrato, se o prazo do arrendamento refletir o exercício pela Companhia da opção de terminar. Os pagamentos variáveis de arrendamento que não dependem de índice ou taxa são reconhecidos como despesa no período em que ocorre o evento ou a condição que deu origem ao pagamento.

Ao calcular o valor presente dos pagamentos do arrendamento, a Companhia usa sua taxa incremental de empréstimo na data de início do arrendamento, porque a taxa de juros implícita no arrendamento não é prontamente determinável. Após a data de início, o valor das obrigações do arrendamento é aumentado para refletir o acréscimo de juros, e reduzido

para os pagamentos do arrendamento já efetuados. Além disso, o valor contábil dos passivos de arrendamento é reavaliado se houver uma modificação, uma mudança no prazo do arrendamento, uma alteração nos pagamentos do arrendamento (por exemplo, mudanças nos pagamentos futuros resultantes de uma mudança em um índice ou taxa usada para determinar tal pagamento de arrendamento) ou uma alteração na avaliação de uma opção de compra do ativo subjacente.

A Companhia reconhece separadamente as despesas com juros sobre o passivo de arrendamentos e a despesa de depreciação do ativo de direito de uso.

Arrendamentos de curto prazo e arrendamentos de ativos de baixo valor: A Companhia aplica a isenção de reconhecimento de arrendamento de curto prazo para seus arrendamentos de curto prazo. Também se aplica a isenção de reconhecimento do arrendamento de ativos de baixo valor aos arrendamentos considerados de valor reduzido. Pagamento de arrendamentos em arrendamentos de curto prazo e arrendamentos de ativos de baixo valor são reconhecidos como despesa em uma base linear ao longo do prazo do arrendamento.

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 *Item 4: O setor energético 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 a eles 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 (em GWh) componentes da compra e venda de energia nos períodos indicados. O termo ‘tarifa média’ se refere a receita total da categoria de cliente, dividida pelos MWh utilizados por essa categoria, e não reflete necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma categoria específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

<u>Exercício findo em 31 de dezembro de</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u> <u>(Reapresentado)</u>	<u>2018</u> <u>(Reapresentado)</u>
Vendas de energia:			
Tarifas médias a clientes finais (R\$ /MWh)			
Tarifa industrial.....	327,62	320,04	276,61
Tarifa residencial	899,31	917,41	843,28
Tarifa comercial	580,91	582,62	558,83
Tarifa rural	581,49	542,26	496,27
Tarifa de serviços públicos e outros.....	540,52	548,43	505,74
Total de vendas a clientes finais (GWh)			
Clientes industriais.....	12.731	14.873	17.689
Clientes residenciais.....	10.981	10.538	10.267
Clientes comerciais	8.571	9.335	8.380
Clientes rurais	3.766	3.795	3.615
Serviços públicos e outros clientes	3.319	3.634	3.571
Tarifa média (R\$ /MWh)	584,18	569,76	501,32
Receita total (milhões de R\$)	23.018	24.052	21.882
Vendas a concessionárias:			
Volume (GWh)	13.907	11.920	11.992
Tarifa média (R\$ /MWh)	241,82	246,90	250,33
Receita total (milhões de R\$)	3.363	2.943	3.002

Tarifas de distribuição

A revisão tarifária *periódica* 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 de remuneração e depreciação desses ativos. Na revisão, 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 15 de maio de 2020, tendo em vista o cenário de calamidade pública decorrente da pandemia de Covid-19, a CEMIG encaminhou pedido à ANEEL para diferir a aplicação do resultado de seu processo tarifário até 30 de junho de 2020, a fim de mitigar os efeitos aos consumidores da sua área de concessão, permanecendo a tarifa que vigorava desde maio de 2019. Em 25 de junho de 2020, a Diretoria da ANEEL aprovou o resultado do reajuste da CEMIG com impacto médio de 4,27%.

Em 5 de agosto de 2020, a CEMIG apresentou à ANEEL proposta de reversão de R\$ 714 milhões para os consumidores de sua área de concessão, referente ao componente financeiro de ressarcimento de valores do Pasesp/Cofins, com o objetivo de contribuir para a redução de tarifas em uma época na qual a sociedade como um todo buscava reduzir os impactos da pandemia. Em 18 de agosto de 2020, a ANEEL aprovou o reajuste com a inserção deste componente negativo, reduzindo o efeito médio do reajuste tarifário da CEMIG D de 2020 para zero. Essa tarifa entrou em vigor a partir de 19 de agosto de 2020 e permanece a mesma até 27 de maio de 2021. Esse aumento teve os seguintes componentes: (i) aumento de 6,07% no Índice de Reajuste Tarifário (IRT); (ii) redução de 14,31% na variação da Conta de Variação dos Itens da Parcela (CVA); e (iii) aumento de 8,24% relacionado a outros ajustes financeiros. Os reajustes tarifários médios anuais da CEMIG D em 2020, 2019 e 2018, e as revisões com seus respectivos componentes estão apresentados abaixo:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Ajuste tarifário médio anual/periódico.....	0,00%	8,73%	23,19%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário.....	6,07%	1,94%	13,30%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	-14,31%	15,98%	4,59%
Outros ajustes financeiros	8,24%	-9,18%	5,30%

Tarifas de Transmissão

Em janeiro de 2013, nossa concessão de transmissão foi renovada por mais 30 anos, de acordo com as regras definidas na Lei 12.783/2013. Naquela época, houve uma Revisão Extraordinária e a receita de transmissão foi reduzida ao valor estritamente necessário para cobrir os custos de operação e manutenção, fazendo parte dos ativos não reversíveis indenizados.

Em 2017, o custo de capital dos ativos reversíveis ainda não amortizados no momento da renovação da transmissão passou a fazer parte da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão cobertas pela Lei 12.783/2013, conforme regras definidas na Portaria MME 120/2016. Essa receita consiste em dois componentes. Um refere-se ao aspecto financeiro, que corresponde ao custo de capital dos ativos não indenizados para o período de janeiro de 2013 a junho de 2017. Durante esse período, a empresa de transmissão permaneceu sem receita para os ativos disponibilizados que ainda não haviam sido indenizados. O segundo componente, chamado de componente econômico, se refere ao custo de capital a ser pago até o final da vida útil do ativo.

De acordo com a Nota Técnica 183/2017, anexa à Resolução Homologatória 2.258/2017, que ratificou o cálculo do RAP para o ciclo 2017–2018, o valor total do custo de capital dos ativos não indenizados por esse ciclo é de R\$ 370,8 milhões.

Com relação aos processos de reajuste, o contrato de concessão de transmissão prevê uma revisão a cada cinco anos. A primeira revisão após a renovação da concessão era para acontecer em julho de 2018. No entanto, ocorreu apenas em 2020, com efeito retroativo a partir de julho de 2018. A metodologia para essa revisão foi aprovada pela Resolução Normativa 816/2018, que inclui um novo critério para avaliação da base de ativos, e captura de outras receitas para moderação tarifária. Um novo modelo de cálculo de custos operacionais está sendo discutido com o regulador. Em julho de 2020, a RAP da CEMIG GT foi aumentada em 15,7%. As principais variações positivas foram observadas no *Componente Econômico e Financeiro do Custo Anual dos Ativos* ('CAA') da Rede Básica do Sistema Existente ('RBSE'), devido à alteração do WACC e à reinclusão do parâmetro K_e no Componente Financeiro, ambos efeitos do processo de Revisão do ciclo 2018–2023. O adiamento da Revisão da RAP do ciclo 2018–2023 (que ocorreu, conforme previsto, em 2020) gerou uma Parcela de Ajuste de R\$ 165 milhões, referente aos efeitos positivos da revisão no faturamento nos ciclos 2018–2019 e 2019–2020. Este montante será pago em três parcelas de R\$ 55 milhões (preços de

junho/2020) nos ciclos de 2020–2021, 2021–2022 e 2022–2023, corrigidas pelo IPCA. No caso da CEMIG Itajubá (Contrato de Concessão 079/2000) foi concedido reajuste de 6,5%, em decorrência do reajuste inflacionário da receita anteriormente homologada com base no IGP–M.

Taxas de câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em Reais. Entretanto, temos algumas dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência disto, nas demonstrações contábeis dos períodos em que o Real cai em relação ao dólar norte-americano ou a outras moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e posição financeira podem ser afetados adversamente, mesmo havendo cobertura via *hedges* dessa dívida em moeda estrangeira. O ganho ou perda cambial e de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do Real em relação ao dólar norte-americano ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos ou temos direito a valores referentes à correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil.

Impactos da Covid-19

Visão geral

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial de Saúde caracterizou a Covid-19 como uma pandemia, reforçando as recomendações de medidas restritivas para prevenir a disseminação do vírus em todo o mundo. Essas medidas se baseiam, principalmente, no distanciamento social, que tem causado grande impacto negativo nas entidades, afetando seu processo produtivo, interrompendo suas cadeias produtivas, ocasionando escassez de mão de obra e fechamento de lojas e instalações. As economias no mundo todo estão desenvolvendo medidas para lidar com a crise econômica e reduzir qualquer possível efeito, especialmente por seus bancos centrais e autoridades fiscais.

Medidas governamentais voltadas ao setor energético brasileiro

Diversas medidas foram implementadas pelo governo brasileiro, especificamente voltadas para o setor de energia, que incluem:

- A medida provisória 950/2020 emitida em 8 de abril de 2020, que prevê desconto de 100% no cálculo da tarifa social de energia ('Tarifa Social de Energia Elétrica'), de 1º de abril de 2020 a 30 de junho de 2020, aplicável aos clientes incluídos na subclasse residencial de baixa renda, com consumo de energia menor ou igual a 220 kWh/mês. A lei também autoriza o Governo Federal a destinar recursos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), no limite de R\$ 900 milhões, para fazer face aos descontos tarifários estabelecidos.
- Ampliação do limite de quantidade total de energia que pode ser declarada pelas distribuidoras de energia no processo do mecanismo de venda de excedentes ('Mecanismo de Venda de Excedentes' – MVE), durante 2020, de 15% para 30%, para o objetivo de facilitar reduções contratuais.
- Disponibilização de recursos financeiros no fundo de reserva em abril de 2020, pela CCEE, conforme Despacho ANEEL 986/2020, destinado à redução das taxas regulatórias futuras. A CEMIG D recebeu R\$ 122 milhões.
- Nos termos da Resolução 878/2020, emitida em 24 de março de 2020, o regulador tem implementado algumas medidas na tentativa de manter o serviço público de fornecimento de energia, que incluem: proibição da suspensão do fornecimento de energia por inadimplência de determinadas categorias de consumidores (residenciais), por 90 dias, estendido até 31 de julho de 2020; priorizando o atendimento emergencial e o fornecimento de energia aos serviços e atividades considerados essenciais; e elaborando planos de contingência específicos para atendimento de unidades de saúde e serviços hospitalares; entre outros. Pela Resolução 879/2020, emitida em 21 de julho de 2020, o regulador alterou a Resolução 878/2020, a partir de agosto de 2020, mantendo a proibição de suspensão do fornecimento de energia apenas para a subclasse residencial de baixa renda, revogando os dispositivos aplicáveis às demais subclasses residenciais e relacionados a serviços e atividades considerados essenciais.
- Autorização para criar a 'Conta Covid' nos termos do Decreto 10.350/2020 emitido em 18 de maio de 2020, conforme detalhado no tópico a seguir.

Iniciativas da Companhia

A Companhia criou o *Comitê Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus*, em março de 2020, para garantir sua disponibilidade para tomar decisões à luz da situação de rápida mudança, que se tornou mais abrangente, complexa e sistêmica.

Além disso, de acordo com as recomendações para manter as medidas de distanciamento social, a empresa implementou um plano de contingência operacional e várias medidas de precaução para manter seus funcionários saudáveis e seguros, incluindo: contato diário dos técnicos de segurança e saúde com a equipe operacional; interação diária com o departamento de Serviços Sociais de subcontratados para monitorizar a evolução de casos suspeitos; alterar o calendário para evitar reuniões; restringir viagens nacionais e internacionais; suspender visitas técnicas e eventos nas instalações da empresa; utilizar meios remotos de comunicação; adotando políticas de trabalho-de-casa para um número substancial de funcionários; fornecer máscaras faciais para os funcionários em serviço externo ou em serviço em suas instalações; e exigir que os fornecedores de terceirizados coloquem os mesmos procedimentos em prática.

Em agosto de 2020 a Companhia iniciou o plano de retorno gradual ao trabalho de escritório, em conformidade com as medidas de prevenção, controle e mitigação dos riscos de transmissão da Covid-19 nos ambientes de trabalho.

O atendimento presencial ao público em geral foi temporariamente suspenso, e retomado, mediante agendamento, a partir de 3 de agosto de 2020, nos municípios aderentes ao plano instituído pelo Estado de Minas Gerais, denominado 'Plano Minas Consciente', e que estão na fase 'Onda Verde' do programa. A decisão de atender o público presencialmente via agendamento obedece às normas do plano e está de acordo com a retomada da economia no estado de forma responsável, em virtude da pandemia do Covid-19.

A Companhia mantém a comunicação com seus clientes em canais virtuais e o atendimento essencial nas instalações dos clientes, garantindo o fornecimento adequado de energia.

A Companhia também adotou as seguintes medidas com o objetivo de contribuir com a sociedade:

- Proporcionar flexibilidade de pagamento aos clientes da subclasse residencial de baixa renda, cadastrados na tarifa social, que poderão pagar suas dívidas em até seis parcelas, sem juros ou multas, aplicadas até 1º de julho de 2020.
- Providenciar flexibilização de pagamentos para hospitais públicos e filantrópicos e prontos-socorros, sem juros ou multas, condições aplicadas até 1º de julho de 2020.
- Oferecer às sociedades consideradas pequenas empresas pela legislação brasileira a opção de parcelamento em até seis vezes, sem juros ou multas, condições aplicadas até 1º de julho de 2020.
- Lançamento de campanha de negociação, permitindo o parcelamento da dívida de consumidores em até 12 vezes sem juros, em vigor até 31 de outubro de 2020.

Além disso, a Diretoria Executiva da Companhia aprovou as seguintes medidas, a fim de apoiar a luta contra a Covid-19 durante o período crítico denominado 'onda roxa' instituído pelo Comitê Extraordinário Covid-19 do Estado de Minas Gerais, por meio da Deliberação 138, de 16 de março de 2021, no estado:

- Suspensão da interrupção do fornecimento de energia dos consumidores classificados na subclasse residencial de baixa renda.
- Fornecimento de parcelamento aos clientes classificados na subclasse residencial de baixa renda, nas condições específicas do programa, disponíveis no site da Companhia.
- Prestar parcelamento a clientes de outras classes, inclusive comerciais, classificados como microempresários pela legislação brasileira, atuando nos setores afetados pela crise, nas condições específicas do programa, disponíveis no site da Companhia.
- Priorizar o atendimento emergencial e o fornecimento de energia às unidades de saúde e serviços hospitalares e demais atividades consideradas essenciais.
- Ações de comunicação que visam conscientizar a população sobre a importância da permanência em casa, do uso racional de energia e de equipamentos eletrônicos, evitando sobrecargas, curtos-circuitos e incêndios.

A Companhia está trabalhando de forma diligente para mitigar os impactos da crise sobre sua liquidez, implementando as seguintes medidas, entre outras:

- Contenção dos investimentos de capital previstos para 2020, no valor aproximado de R\$ 349 milhões, e uma revisão orçamentária, que reduziu as despesas com mão de obra, material, serviços de terceiros e outros, no valor aproximado de R\$ 164 milhões.
- Redução no pagamento de dividendos aos acionistas e diferimento do pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio para o final de 2020.
- Negociações com clientes no mercado sobre seus contratos.
- Negociações dos termos e condições estabelecidos em contratos firmados com fornecedores de gás, incluindo a Petrobras.

- Diferimento, ao longo do ano, do recolhimento de tributos e encargos sociais, conforme facultado pela legislação.

A ‘Conta Covid’

Em 18 de maio de 2020, com o objetivo de mitigar os efeitos financeiros causados pela pandemia de Covid-19, o Decreto 10350/20 autorizou a criação da Conta Covid, para apoiar o setor de distribuição de energia – que é a base do fluxo financeiro do setor de energia – destinada a cobrir o déficit de receita/fluxo de caixa dos agentes de distribuição ou a antecipar suas receitas, relacionadas a (i) excedentes de compras contratadas devido à retração do mercado, (ii) ativos da conta CVA, (iii) manutenção da neutralidade de encargos regulatórios, (iv) compensação pela demora na aplicação dos reajustes tarifários até 30 de junho de 2020, e (v) antecipação das receitas da ‘Parcela B’ conforme determinação da regulamentação da ANEEL.

Em 23 de junho de 2020, ANEEL editou a Resolução Normativa 885/2020, que estabeleceu os critérios e procedimentos para a gestão da ‘Conta Covid’, bem como regulamentou a utilização do encargo regulatório da CDE.

Em 26 de janeiro de 2021, a ANEEL emitiu o Despacho 181/2021, que definiu a mensalidade a pagar para amortizar o empréstimo, bem como as respectivas coberturas a incluir na tarifa de pagamento do encargo. A cota anual da ‘CDE-Conta-Covid’ será paga pelos agentes de distribuição através do encargo tarifário incluído na tarifa de energia e na tarifa de uso do sistema de distribuição (‘TUSD’).

O valor recebido pela CEMIG D será convertido, atualizado pela taxa Selic, como componente financeiro negativo tarifário nos processos tarifários de 2021, garantindo a neutralidade.

A CEMIG D aderiu ao mecanismo de compensação financeira nos termos da ‘Conta Covid’, a fim de impulsionar seu fluxo de caixa e cumprir suas obrigações financeiras, apesar da redução da receita recebida para serviços faturados decorrente da crise econômica. O valor total da ‘Conta Covid’ recebido pela CEMIG D, parceladamente, foi de R\$ 1.404 milhões.

Existem algumas regras aplicadas aos agentes de distribuição com direito aos recursos da Conta Covid, como: (i) renunciar a qualquer intenção de reduzir ou encerrar a compra de energia de geradores devido à redução nas vendas causada pela crise da pandemia, até dezembro de 2020; (ii) em caso de inadimplência, limitar o pagamento de dividendos ao mínimo legal de 25% do lucro líquido; e (iii) renunciar ao direito de reclamar em juízo ou tribunais arbitrais sobre as condições, procedimentos ou obrigações determinados em lei e disposições regulamentares sobre a Conta Covid. Não obstante, o direito de requerer uma revisão tarifária extraordinária é integralmente preservado.

Em razão da manifestação das renúncias estabelecidas no Termo de Aceitação, anexo à Resolução Normativa 885/2020, a Assembleia Geral Extraordinária da CEMIG D, realizada em 03 de julho de 2020, aprovou a alteração e consequente consolidação do Estatuto Social, com a inclusão do §4º ao Artigo 33, prevendo a limitação excepcional da distribuição dos dividendos obrigatórios ou do pagamento de juros sobre o capital próprio, respeitado o mínimo legal, nos casos e nos termos em que o órgão regulador, por meio de previsão normativa ou contratual, assim o exigir para mitigar situação de desequilíbrio financeiro causado por fato de terceiro, fato do príncipe, caso fortuito ou de força maior expressamente reconhecido.

Impacto de Covid-19 sobre as demonstrações financeiras

Desde março de 2020, a Companhia monitora o impacto da pandemia de Covid-19 em seus negócios e no mercado em que opera. A Companhia implementou uma série de medidas preventivas para proteger a saúde de seus funcionários e prevenir a disseminação do novo coronavírus em suas instalações operacionais e administrativas. As medidas estão de acordo com as recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS) e do Ministério da Saúde do Brasil e visam contribuir com os esforços da população e das autoridades brasileiras, a fim de auxiliar na prevenção da disseminação do vírus.

A crise do Coronavírus impactou as operações da Companhia, principalmente relacionadas ao mercado de distribuição de energia, devido à retração das atividades econômicas e às medidas de distanciamento social, afetando o processo produtivo das entidades, interrompendo suas cadeias produtivas, ocasionando escassez de mão de obra e fechamento de lojas e instalações. Esses efeitos podem resultar em menor consumo de energia e aumento da inadimplência.

Nesse cenário, a intervenção nas políticas de mercado e as iniciativas para reduzir a transmissão do Covid-19 levaram também à redução no consumo de gás natural pelas indústrias e do setor automotivo em 3% e 28%, respectivamente, em 2020, de 2019. Por outro lado, verificou-se aumento do consumo residencial e comercial no ano de 2020 em 20% e 14%, respectivamente, comparado com 2019, refletindo a motivação natural de aumento da utilização do gás natural, como uma opção mais segura quando o fornecimento é contínuo.

Em 31 de dezembro de 2020, a partir da observação dos efeitos econômicos da pandemia, a Companhia avaliou as premissas utilizadas para calcular o valor justo e o valor recuperável de certos ativos financeiros e não financeiros, conforme segue:

- A controlada CEMIG GT avaliou se a maior pressão sobre a taxa de câmbio, combinada com a falta de liquidez do mercado financeiro, terá um impacto negativo sobre os instrumentos financeiros derivativos contratados para proteger suas operações contra os riscos decorrentes de variações nas taxas de câmbio. Neste ponto, dadas as atuais condições de mercado, a variação do valor justo do instrumento derivativo, com base nas projeções das taxas de juros e câmbio futuras, não compensou a exposição total da Companhia à variação cambial, resultando em uma perda líquida de R\$ 4 milhões no período de janeiro a dezembro de 2020. As projeções de longo prazo realizadas para a taxa de câmbio são inferiores à cotação atual do dólar, o que pode representar uma diminuição na despesa de variação cambial da Companhia, caso ocorra o cenário projetado.
- Ao medir as perdas de crédito esperadas, a Companhia está avaliando as circunstâncias decorrentes da pandemia de Covid-19 e medidas associadas destinadas a reduzir o impacto da contração econômica na inadimplência dos clientes. A Companhia intensificou medidas para mitigar os riscos de inadimplência, tais como uma campanha de negociação com clientes em atraso cujo fornecimento de energia a Companhia foi temporariamente proibida de suspender, e intensificou, além disso, as medidas usuais de cobrança.
- A Companhia também revisou os ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo para refletir as condições e taxas atuais projetadas, cujos impactos são apresentados na Nota 31 às demonstrações financeiras.
- Foi observada uma queda de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2020, especialmente entre os meses de março a maio, com a recuperação gradativa a partir desse período. No acumulado do ano, a energia transportada e vendida para os clientes da CEMIG D aumentou 4,42% e reduziu 5,31%, respectivamente. No segundo semestre de 2020, a energia transportada cresceu 10,29% e a energia vendida cresceu 94,66%, na comparação com o mesmo período do ano anterior, refletindo a flexibilização das regras de distanciamento social.
- O mercado de clientes cativos da CEMIG D foi reduzido em 8% no período desde o surto da pandemia até dezembro de 2020. É importante mencionar que os efeitos das despesas de financiamento decorrentes da compra de energia foram minimizados pela criação da 'Conta Covid'.
- A Companhia está iniciando negociações e postergações com seus clientes e fornecedores de energia e gás, a fim de manter a liquidez da CEMIG GT e da Gasmig durante a crise econômica.

Os impactos da pandemia Covid-19 divulgadas foram baseados nas melhores estimativas da Companhia. Apesar do impacto da pandemia sobre a liquidez da Companhia em 2020, não são esperados efeitos significativos de longo prazo.

Resultados operacionais

Exercício findo em 31 de dezembro de 2020 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019

Receita líquida

Nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018 foram reapresentadas para refletir a mudança em uma política contábil; seus impactos são divulgados na Nota 2.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A receita operacional líquida diminuiu 1,02%, de R\$ 25.486 milhões em 2019 (reapresentado) para R\$ 25.228 milhões em 2020, conforme apresentado a seguir.

	2020	Receita líquida	2019	Receita líquida	2020 vs.
	(em milhões de R\$)	(%)	(Reapresentado) (em milhões de R\$)	(%)	2019 (%)
Vendas de energia para clientes finais	23.018	91,24	24.052	94,37	(4,30)
Receitas de vendas no atacado a outras concessionárias.....	3.414	13,53	2.876	11,28	18,71
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e Outros componentes financeiros em ajustes tarifários	455	1,80	58	0,23	684,48
Componente financeiro decorrente da devolução de valores recolhidos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização..	266	1,05	–	–	–
Receita de uso da rede de distribuição – TUSD.....	3.022	11,98	2.722	10,68	11,02
Receita de manutenção e operação de transmissão	280	1,11	352	1,38	(20,45)
Receita de juros decorrente do componente de financiamento no ativo do contrato de transmissão	438	1,74	328	1,29	33,54
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	16	0,06	18	0,07	(11,11)
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	347	1,38	318	1,25	9,12
Receitas de construção.....	1.637	6,49	1.292	5,07	26,70
Transações de energia na CCEE.....	154	0,61	432	1,69	(64,35)
Mecanismo da venda de excedentes	234	0,93	–	–	–
Fornecimento de gás.....	2.011	7,97	2.298	9,02	(12,49)
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço.....	(51)	(0,20)	(58)	(0,23)	(12,07)
Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS	–	–	1.428	5,60	–
Outras receitas	1.709	6,77	1.721	6,76	(0,75)
Impostos e encargos incidentes sobre a receita.....	(11.722)	(46,46)	(12.351)	(48,46)	(5,09)
Total das receitas operacionais líquidas.....	25.228	100,00	25.486	100,00	(1,02)

Vendas de energia para clientes finais

A receita total com energia vendida a consumidores finais em 2020 foi de R\$ 23.018 milhões, ou 4,30% inferior ao valor de 2019 de R\$ 24.052 milhões.

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

- O reajuste tarifário anual para a CEMIG D efetivo a partir de 28 de maio de 2019, com efeito de um aumento médio de 8,73% nas tarifas de clientes, em comparação com o efeito de um aumento médio nas tarifas de clientes de 23,19% efetivo a partir de 28 de maio de 2018.
- Redução de 6,66% no volume de energia vendida aos clientes finais.

O reajuste tarifário anual da CEMIG D, a partir de 1º de julho de 2020, teve efeito médio de alta nas tarifas dos clientes de 4,27%. A partir de 19 de agosto de 2020 o reajuste foi recalculado, resultando no reajuste tendo efeito nulo sobre as tarifas dos clientes, devido ao ressarcimento aos clientes de R\$ 714 milhões, correspondente aos depósitos judiciais liberados após o êxito da ação da CEMIG (da qual não cabem mais recursos), que reconheceu o direito de excluir os valores de ICMS da base de cálculo dos valores dos tributos PIS/Pasep e Cofins. Veja Nota 14 das demonstrações financeiras.

Evolução do mercado

O total de vendas no mercado consolidado da CEMIG consiste na venda de energia para: (i) clientes cativos, na área de concessão no estado de Minas Gerais; (ii) clientes livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iii) outros agentes do setor elétrico (comercializadores, geradores e produtores independentes de energia), no ACL; (iv) distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (v) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela CEMIG em 2020 diminuiu 1,52% em relação a 2019:

GWh (2)	2020	2019	Var %
Residencial.....	10.981	10.538	4,20
Industrial.....	12.731	14.873	(14,40)
Comércio, serviços e outros.....	8.571	9.335	(8,18)
Rural.....	3.766	3.795	(0,76)
Poder público.....	714	905	(21,10)
Iluminação pública.....	1.243	1.357	(8,40)
Serviço público.....	1.362	1.373	(0,80)
Sub-total.....	39.368	42.176	(6,66)
Consumo próprio.....	34	38	(10,53)
	39.402	42.214	(6,66)
Suprimento a outras concessionárias (1).....	13.907	11.919	16,68
Total.....	53.309	54.134	(1,52)

(1) Inclui Contratos de Comercialização de Energia no Mercado Regulado ('CCEARs') e 'contratos bilaterais' com outros agentes.

(2) Dados não auditados por auditores externos; inclui contratos de comercialização de energia no ambiente regulamentado (CCEARs) e 'contratos bilaterais' com outros agentes.

Residencial: O consumo residencial em 2020 apresentou alta de 4,20% em relação a 2019. Esse aumento deve-se principalmente às novas conexões de clientes realizadas em 2020, na CEMIG D.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres em 2020 apresentou uma redução de 14,40% em relação a 2019. Essa queda deveu-se, principalmente, à atividade industrial não ter retomado o crescimento no ritmo esperada para o ano.

Comercial, Serviços e Outros: O consumo foi 8,18% menor em 2020, principalmente devido à pandemia de Covid-19 durante o ano.

Rural: O consumo dos usuários rurais aumentou 0,76% em 2020.

Fornecimento a outras concessionárias: A venda de energia para outras concessionárias aumentou 16,68% em relação a 2019 devido ao maior volume de energia disponível vendida neste segmento, para resgatar parte do alto crédito que essas empresas têm na CCEE.

Receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): Refere-se à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), advinda dos encargos cobrados dos clientes livres sobre a energia distribuída. Em 2020, essa receita foi de R\$ 3.022 milhões, comparada aos R\$ 2.722 milhões em 2019, o que representou aumento de 11,02%, principalmente em função dos eventos abaixo:

- Ajuste positivo de aproximadamente 15,47% no TUSD, no reajuste tarifário anual da CEMIG D de 2019, em vigor a partir de 28 de maio de 2019, adicionado ao efeito de um aumento de aproximadamente 5,74% no TUSD, no reajuste tarifário anual da CEMIG D de 2020, em vigor a partir de 28 de maio de 2020.

CVA (Compensação de variação de custos da 'Parcela A'), e Outros componentes financeiros, em aumentos tarifários A CEMIG reconhece em suas demonstrações financeiras a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos, onde se destacam a CDE e energia comprada, e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. O montante desta diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifários da CEMIG D – em 2020 isso representou uma receita de R\$ 455 milhões, em comparação à receita de R\$ 58 milhões em 2019. O número mais alto em 2020 que 2019 deve-se, principalmente, ao aumento dos custos com energia, e os números

utilizados para custo futuro de energia no cálculo de tarifas (esta diferença gera um ativo financeiro a ser ressarcido à Companhia através do próximo reajuste tarifário).

Receita de concessão de transmissão

- A receita de construção corresponde à obrigação de desempenho de construção da infraestrutura de transmissão, reconhecida com base no cumprimento da obrigação de desempenho ao longo do tempo. São mensurados com base no custo incorrido, incluindo PIS/Pasep e Cofins sobre o faturamento total, e a margem de lucro do empreendimento. Para maiores informações, veja a Nota 15 das demonstrações financeiras.
- A receita de manutenção e operação corresponde à obrigação de execução de operação e manutenção prevista no contrato de concessão de transmissão, após o término da fase de construção. O reconhecimento se dá quando os serviços são prestados e as faturas dos RAPs são emitidas.
- Receita de juros reconhecida sobre o ativo do contrato, registrada no resultado como receita bruta da concessão de transmissão. Esta receita corresponde à componente significativa de financiamento do ativo contratual, sendo reconhecida pelo método da taxa de juro efetiva linear com base na taxa apurada no início dos investimentos, que não é alterada posteriormente. A média das taxas implícitas é de 6,68%. As taxas são determinadas para cada autorização e são aplicadas sobre o valor a ser recebido (fluxo de caixa futuro) ao longo da duração do contrato. Inclui a atualização financeira pelo índice de inflação definido para cada contrato de transmissão.

Receita de transações de energia na CCEE: A receita de transações de energia na CCEE foi de R\$ 154 milhões em 2020, comparado a R\$ 432 milhões em 2019, uma redução de 64,35% em relação ao ano anterior. Isso reflete um volume mais baixo de energia disponível para compensação no mercado atacadista em 2020, considerando o baixo nível de reservatórios brasileiros, e a energia alocada para venda a outros segmentos.

Receita de fornecimento de gás: A CEMIG registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R\$ 2.011 milhões em 2020, em comparação a R\$ 2.298 milhões em 2019, representando uma redução de 12,49%. Isso reflete principalmente a redução do volume de gás vendido ao mercado atacadista em 2020, principalmente no segmento térmico e industrial.

Receitas de construção: As receitas de construção e infraestrutura da distribuição e transmissão foram de R\$ 1.637 milhões no exercício de 2020 comparadas a R\$ 1.292 milhões em 2019 (reapresentado), um aumento de 26,70%. No segmento de distribuição, esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia em ativos da concessão no exercício. Para o segmento de transmissão, isso representa investimento em pequenas melhorias em 2020, em função de mudanças regulatórias e suspensão de contratos para reforços de obras.

Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS: Os créditos de PIS/Pasep e Cofins no valor de R\$ 1.428 milhões em 2019, decorrem do êxito da ação judicial da Companhia questionando a inclusão do ICMS nestes valores desde julho de 2003.

Receita do mecanismo de comercialização do excedente de energia: A receita do mecanismo de venda de excedente de energia (MVE) foi de R\$ 234 milhões em 2020, referente às ofertas de fornecimento realizadas no final de 2019 pela CEMIG D. Este mecanismo é um instrumento regulado pela ANEEL que permite às distribuidoras venderem fornecimento sobre-contratado – uma quantidade de energia que excede a quantidade necessária para abastecer os consumidores cativos.

Outras receitas: As outras receitas totalizaram R\$ 1.709 milhões em 2020, ante R\$ 1.721 milhões em 2019, ou 0,75% a menos que em 2019. A composição das demais receitas está detalhada na Nota 27 às demonstrações financeiras.

Encargos reconhecidos como deduções da receita: Os impostos e demais tributos aplicados às receitas em 2020 foram de R\$ 11.722 milhões, ou 5,09% menos que em 2019 (R\$ 12.351 milhões) (reapresentado), conforme mostrado a seguir:

- Conta de Desenvolvimento Energético ('CDE'): Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, são decididos por uma Resolução da ANEEL. A CDE tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão; os subsídios tarifários, para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda e do consumo de carvão; e a Conta de Consumo de Combustíveis ('CCC'). Os encargos referentes à CDE em 2020 foram de R\$ 2.443 milhões, em comparação a R\$ 2.448 milhões em 2019. Esse é um custo não controlável, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para a definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

- Encargos do cliente – o sistema de ‘Bandeiras Tarifárias’: As bandeiras tarifárias são acionadas em função do nível dos reservatórios – a tarifas são aumentadas temporariamente devido à escassez de chuva. A bandeira ‘Vermelha’ tem dois níveis – Nível 1 e Nível 2. O Nível 2 entra em vigor quando a escassez é mais severa. O acionamento das bandeiras tarifárias gera impactos no faturamento do mês subsequente. A receita dos encargos adicionais cobrados devido às ‘bandeiras tarifárias’ em 2020, de R\$ 149 milhões, foi 49.32% menor que em 2019 (R\$ 294 milhões). Isso reflete a aplicação da Faixa Verde para todo o ano de 2020, devido à redução da demanda em decorrência dos efeitos da pandemia de Covid-19.
- Demais impostos e encargos incidentes sobre a receita: As outras deduções significativas da receita são de impostos, que são calculados com base em um percentual do faturamento. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, da evolução da receita.

Revisão Tarifária Periódica

A revisão tarifária realizada em junho de 2020, para o contrato 006/1997, resultou no reconhecimento de receita de R\$ 529 milhões, sendo R\$ 322 milhões para novos ativos de RBNI e R\$ 207 milhões para os ativos da RBSE, correspondentes à prorrogação das concessões, amparada na Lei 12.783/13, cujos efeitos foram incluídos na Base de Remuneração Regulatória (‘BRR’). Em dezembro de 2020, o contrato 079/2020 também foi submetido à revisão tarifária periódica, que resultou no reconhecimento de receita de R\$ 23 milhões (R\$ 22 líquidos de PIS/Pasep e Cofins). As receitas resultantes das revisões tarifárias periódicas representam, principalmente, a variação da taxa de remuneração regulatória para a atividade de transmissão e a remensuração do Valor Novo de Reposição (VNR) da Base de Remuneração Regulatória.

Adicionalmente, essas receitas foram impactadas pelo reajuste da RAP anual, ocorrido em julho de 2020, que contempla os efeitos da inflação e das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais, em 2020, foram de R\$ 21.432 milhões, um aumento de 4,64% em relação aos de 2019 (R\$ 22.475 milhões).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2020 e 2019, expressos como percentuais do faturamento:

	2020	% da receita líquida	2019 (Reapresentado)	% da receita líquida	2020 vs. 2019
	(milhões de R\$)	(%)	(milhões de R\$)	(%)	(%)
Energia comprada para revenda.....	(12.111)	48,01	(11.286)	44,28	7,32
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(1.748)	6,93	(1.426)	5,60	22,58
Depreciação e amortização	(989)	3,92	(958)	3,76	3,24
Pessoal	(1.276)	5,06	(1.272)	4,99	0,31
Gás comprado para revenda.....	(1.083)	4,29	(1.436)	5,63	(24,58)
Serviços terceirizados	(1.265)	5,01	(1.239)	4,86	2,10
Benefícios pós-emprego.....	(438)	1,74	(408)	1,60	7,35
Materiais	(79)	0,31	(91)	0,36	(13,19)
Provisões operacionais e <i>impairment</i>	(423)	1,68	(2.401)	9,42	(82,38)
Participação dos funcionários e administradores no resultado	(142)	0,56	(263)	1,03	(46,01)
Custos de construção de infraestrutura	(1.581)	6,27	(1.200)	4,71	31,75
Outras despesas operacionais, líquidas	(297)	1,17	(494)	1,94	(40,20)
Total das despesas e custos operacionais	(21.432)	84,95	(22.474)	88,18	(4,64)

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2020 e 2019 (reapresentados):

Participação de funcionários e administradores nos lucros

A despesa com Participação dos Funcionários e Administradores no Resultado foi de R\$ 142 milhões em 2020, em comparação com R\$ 263 milhões em 2019. A redução deveu-se ao menor lucro líquido consolidado da CEMIG – base de cálculo dessa despesa.

Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2020 foram de R\$ 12.111 milhões, representando um aumento de 7,31% em comparação aos R\$ 11.286 milhões de 2019. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- As despesas com energia adquirida em leilões no Mercado Regulado aumentaram 10,36%, totalizando R\$ 3.334 milhões em 2020, ante R\$ 3.021 milhões em 2019, principalmente devido ao aumento no volume de energia adquirida.
- Aumento de 39,26% na despesa com energia proveniente de Itaipu Binacional, que foi de R\$ 1.990 milhões em 2020, comparados a R\$ 1.429 milhões em 2019. A diferença deve-se principalmente ao aumento de 31,80% na cotação média do dólar em 2020 em relação a 2019 (R\$ 5,23 e R\$ 3,97, respectivamente), que contribuiu para a elevação do preço da energia em Reais por kW (US\$ 28,41/kW em 2020 vs. US\$ 27,71/kW em 2019).
- Os gastos com geração distribuída adquirida foram de R\$ 678 milhões em 2020, ante R\$ 207 milhões em 2019, 227,54% superior. Essa variação decorre do aumento do número de instalações geradoras (63.845 em dezembro de 2020, comparada a 31.172 em dezembro de 2019) e do aumento na quantidade de energia injetada (1.008.589.663 MWh em 2020, comparado a 412.290.475 MWh em 2019).
- O custo de compra de suprimento de energia elétrica no mercado spot foi de R\$ 1.497 milhões em 2020, ante R\$ 1.886 milhões em 2019. O resultado para energia de curto prazo representa o saldo líquido entre as receitas e as despesas das operações ocorridas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O valor menor se deve principalmente ao fato do preço médio spot (PLD) ter sido 22,06% menor, sendo R\$ 177,00/MWh em 2020, em comparação a R\$ 227,10/MWh em 2019.

Este é um custo não gerenciável para CEMIG D: a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para mais detalhes, consulte a Nota 29 das demonstrações financeiras.

Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão

Os encargos de uso da rede elétrica nacional em 2020 foram de R\$ 1.748 milhões, ante R\$ 1.426 milhões em 2019, representando um aumento de 22,58%.

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 Nacional. Os valores a serem pagos pela CEMIG são definidos por meio de uma Resolução da ANEEL. O aumento desta receita em 2020 se justifica, principalmente, pelo reajuste anual dos encargos de uso da rede básica, normalmente realizado no mês de julho de cada ano, que apresentou efeito de aproximadamente 27,4% em 2020.

Este é um custo não controlável, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Provisões operacionais e impairment

As provisões operacionais foram de R\$ 423 milhões em 2020, em comparação a R\$ 2.401 milhões em 2019, uma redução de 82,38%. A redução ocorreu principalmente devido a:

- Provisões para ações judiciais trabalhistas no valor de R\$ 46 milhões em 2020, contra provisões de R\$ 136 milhões em 2019. Decorre principalmente da reavaliação da probabilidade de perda das ações existentes, com base na aplicação do índice de inflação IPCA-E em vez da TR na atualização monetária das ações trabalhistas que tratam de dívidas.
- Variação das provisões para impostos, que refletiu o reconhecimento de R\$ 75 milhões em 2020, contra R\$ 1.228 milhões em 2019. Essa variação decorre, principalmente, da reavaliação pela Companhia, com base na opinião

de seus assessores jurídicos, da probabilidade de perda nos processos administrativos e judiciais instaurados contra a Companhia relativos às contribuições previdenciárias sobre o pagamento de participação nos lucros a seus empregados, sob a alegação de que a Companhia não estabelecia anteriormente regras claras e objetivas para a distribuição desses valores. Para mais detalhes, consulte a Nota 28 das demonstrações financeiras.

- Redução de 38,24% nas perdas esperadas com créditos de devedores duvidosos, que foram de R\$ 147 milhões em 2020, em comparação a R\$ 238 milhões em 2019. Essa variação decorre, principalmente, da reversão das provisões relativas a dívidas de consumo e serviços de energia elétrica recebíveis da administração direta e indireta do Estado de Minas Gerais, de R\$ 210 milhões em 2020, que a Companhia vai poder compensar contra ICMS devido ao Estado, nos termos do Decreto Estadual 47908/2020. Para mais detalhes, consulte a Nota 11 das demonstrações financeiras. Adicionalmente, a inadimplência em 2020 foi reduzida pela boa aceitação dos clientes das regras de negociação aprovadas pela Companhia para enfrentamento dos impactos da pandemia do Covid-19.
- Isso foi parcialmente compensado pelo reconhecimento de uma estimativa de perda na realização dos recebíveis da Renova, no valor de R\$ 688 milhões, após uma avaliação do risco de crédito da investida, que se deteriorou no ano corrente, que aumentou o custo com provisões operacionais em 2019.

Para maiores informações, veja a Nota 25 das demonstrações financeiras.

Custos de construção da infraestrutura

Os custos de construção de infraestrutura foram de R\$ 1.581 milhões em 2020 comparados a R\$ 1.200 milhões em 2019, um aumento de 31,75%.

As receitas de construção do segmento de distribuição de energia e gás, que são equivalentes a novas infraestruturas, são inicialmente registradas como ativos contratuais, mensuradas ao custo de construção acrescido de margem (que, para o negócio de construção, é considerada zero). Os custos de construção incluem custos de empréstimos.

As receitas de construção do segmento de transmissão são registradas quando a construção é finalizada; os ativos de infraestrutura da concessão permanecem como ativo do contrato, considerando a existência de obrigações de desempenho durante o período de concessão, representadas pela construção, operação e manutenção da rede, uma vez que não há direito incondicional de recebimento das contraprestações pelo serviço de construção, a menos que a Companhia opere e mantenha a infraestrutura.

Gás comprado para revenda

Em 2020 a Companhia registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R\$ 1.083 milhões, comparada a uma despesa de R\$ 1.436 milhões em 2019, um decréscimo de 24,58%. Isso se deve principalmente à redução de 16,28% no volume de gás comprado da Petrobras, relacionada aos impactos da pandemia de Covid-19 na demanda dos setores térmico e industrial.

Obrigações pós-emprego

As obrigações pós-aposentadoria da Companhia foram 7,35% maiores em 2020, em relação a 2019, sendo R\$ 438 milhões e R\$ 408 milhões, respectivamente. Esse aumento decorre, principalmente, do crescimento do custo com o Plano de Saúde em 2020, devido à redução da taxa de desconto utilizada na avaliação atuarial feita em dezembro de 2019.

Equivalência patrimonial

Em 2020, a CEMIG reportou uma receita pelo método da equivalência patrimonial de R\$ 357 milhões, em comparação com um ganho de R\$ 125 milhões em 2019. Isso reflete principalmente ganhos maiores em 2020 nos investimentos na Taesa em comparação às perdas nos investimentos na Santo Antônio Energia e Itaocara em 2019. Veja a Nota 16 das demonstrações financeiras para obter mais detalhes sobre os resultados das investidas reconhecidas nesta linha.

Resultado financeiro líquido

A Companhia teve receita financeira líquida de R\$ 905 milhões em 2020, em comparação com resultado financeiro líquido de R\$ 1.360 milhões em 2019. Os principais fatores que contribuíram para essa diferença entre os dois períodos foram:

- Reconhecimento, em 2020, de ganhos decorrentes da operação de *hedge* relacionada aos Eurobonds, no valor de R\$ 1.753 milhões, em comparação ao reconhecimento de um ganho de R\$ 998 milhões em 2019. O ajuste a valor justo do *hedge* teve efeito positivo, por uma redução na variação na curva futura esperada para o DI em comparação à variação esperada do dólar norte-americano. Este ganho deve ser analisado em conjunto com a despesa de variação cambial dos Eurobonds, conforme descrito a seguir neste relatório.
- Receita de atualização monetária dos créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre o ICMS, totalizando R\$ 1.580 milhões em 2019. A CEMIG, CEMIG GT e CEMIG D ajuizaram uma Ação Ordinária requerendo a declaração da inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins; bem como o reconhecimento do direito destas Companhias a compensação dos valores recolhidos indevidamente nos 10 anos antes do ajuizamento da ação, com correção pela taxa Selic. Para mais detalhes, consulte a Nota 10 das demonstrações financeiras.

Essa redução foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores:

- Juros mais altos sobre empréstimos em moeda estrangeira, que em 2020 representaram uma despesa financeira de R\$ 850 milhões, em comparação com uma despesa financeira de R\$ 664 milhões em 2019. O maior aumento se deve ao aumento de 29% na taxa de câmbio vigente em 2020 (R\$ 5,19 em 2020, ante R\$ 4,03 em 2019).
- Elevação da variação cambial vinculada aos empréstimos em moeda estrangeira, que representou uma despesa financeira de R\$ 1.742 milhões em 2020, em comparação com uma despesa financeira de R\$ 226 milhões em 2019. Esse aumento maior se deve ao câmbio mais alto vigente no período (29% em 2020, ante 4% em 2019).

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na Nota explicativa 29 das demonstrações financeiras.

Imposto de renda e Contribuição Social

Em 2020, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e Contribuição Social no montante de R\$ 936 milhões em relação ao lucro de R\$ 3.801 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 24,63%. Em 2019, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$ 1.599 milhões em relação ao lucro de R\$ 4.570 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 34,99%.

Resultados operacionais

Exercício findo em 31 de dezembro de 2019 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018

Nossas demonstrações financeiras consolidadas para os anos findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram reapresentadas para refletir a mudança na política contábil divulgada na Nota 2.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais.

A partir de 1º de janeiro de 2019, fomos obrigados a adotar o IFRS 16 – *Arrendamento*. Estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros. Na data de início de um arrendamento, o arrendatário reconhece um passivo para efetuar os pagamentos (um passivo de arrendamentos) e um ativo representando o direito de usar o ativo objeto durante o prazo do arrendamento (um ativo de direito de uso). Os arrendatários devem reconhecer separadamente as despesas com juros sobre o passivo de arrendamentos e a despesa de depreciação do ativo de direito de uso.

Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (por exemplo, uma mudança no prazo do arrendamento, uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). Em geral, o arrendatário reconhecerá o valor de reavaliação do passivo de arrendamento como um ajuste ao ativo de direito de uso.

A Companhia fez uma análise da aplicação inicial da IFRS 16 em suas demonstrações financeiras a partir de 1º de janeiro de 2019, e optou por aplicar as isenções de reconhecimento para os arrendamentos de curto prazo (contratos que, na data de início, possuem um prazo de arrendamento de 12 meses ou menos e não contêm uma opção de compra), e arrendamentos em que o ativo subjacente é de baixo valor. Utilizamos a abordagem retrospectiva modificada ao adotar essas normas; portanto, não reapresentamos nossas demonstrações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, e 2017 para a adoção da norma IFRS 16. Consequentemente, nossas demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 e nossas demonstrações financeiras para os períodos comparativos não são diretamente comparáveis no que se refere a tais normas. Para obter mais informações sobre a adoção de IFRS 16 e seus efeitos em nossas demonstrações financeiras, favor consultar a Nota 2.4 das nossas demonstrações financeiras, incluída no *Item 18. – Demonstrações financeiras*.

Receita líquida (reapresentada)

A receita operacional líquida aumentou 14,30%, de R\$ 22.299 milhões em 2018 para R\$ 25.486 milhões em 2019, conforme apresentado a seguir.

	2019	Receita	2018	Receita	2019
	(Reapresentada)	líquida	(Reapresentada)	líquida	vs.
	(em milhões de R\$)	(%)	(em milhões de R\$)	(%)	(%)
Vendas de energia para clientes finais	24.052	94,37	21.882	98,13	9,92
Receitas de vendas no atacado a outras concessionárias.....	2.876	11,28	2.990	13,41	(3,81)
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e Outros componentes financeiros	58	0,23	1.973	8,85	(97,06)
Receita de uso dos sistemas de distribuição – TUSD	2.722	10,68	2.045	9,17	33,11
Receita de manutenção e operação de transmissão	352	1,38	343	1,54	2,62
Receita de juros decorrente do componente de financiamento no ativo do contrato de transmissão.....	328	1,29	311	1,39	5,47
Receita de indenização de geração.....	–	–	55	0,25	–
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	18	0,07	–	–	–
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga ...	318	1,25	321	1,44	(0,93)
Receitas de construção	1.292	5,07	940	4,22	37,45
Transações de energia na CCEE	432	1,69	217	0,97	99,08
Fornecimento de gás	2.298	9,02	1.995	8,95	15,19
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(58)	(0,23)	(44)	(0,20)	31,82
Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS	1.428	5,6	–	–	–
Outras receitas.....	1.721	6,76	1.585	7,11	8,64
Encargos reconhecidos como deduções da receita.....	(12.351)	(48,46)	(12.314)	(55,22)	0,30
Total das receitas operacionais líquidas.....	25.486	100,0	22.299	100,0	14,30

Vendas de energia para clientes finais

A receita com energia vendida a clientes finais, excluindo consumo próprio, foi de R\$ 24.052 milhões em 2019 comparado a R\$ 21.882 milhões em 2018, representando um aumento de 9,92%.

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

- O reajuste tarifário anual para a CEMIG D efetivo a partir de 28 de maio de 2019, com efeito ascendente médio de 8,73% nas tarifas de clientes, em comparação com um efeito descendente médio nas tarifas de clientes de 23,19% efetivo a partir de 28 de maio de 2018.
- Receitas mais altas decorrentes dos componentes de 'Bandeira Tarifária' das contas de clientes: R\$ 294 milhões em 2019 comparado a R\$ 655 milhões em 2018. Isso reflete o nível dos reservatórios, acionando a "Bandeira Verde" na maior parte dos meses de 2019, em decorrência de melhores condições hidrológicas em relação ao ano de 2018.
- Aumento de 0,08% no volume de energia vendida aos clientes finais.

Evolução do mercado

O total de vendas no mercado consolidado da CEMIG consiste na venda de energia para: (i) clientes cativos, na área de concessão no estado de Minas Gerais; (ii) Clientes Livres no estado de Minas Gerais e em outros estados do Brasil, no Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iii) outros agentes do setor elétrico (comercializadores, geradores e produtores independentes de energia), no ACL; (iv) distribuidoras, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (v) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Conforme ilustrado na tabela abaixo, o volume total de energia vendido pela CEMIG em 2019 diminuiu 2,56% em relação a 2018:

GWh (2)	2019	2018	Var %
Residencial.....	10.538	10.267	2,64
Industrial.....	14.873	17.689	(15,92)
Comércio, serviços e outros.....	9.335	8.380	11,40
Rural.....	3.795	3.615	4,98
Poder público.....	905	871	3,90
Iluminação pública.....	1.357	1.384	(1,95)
Serviço público.....	1.373	1.316	4,33
Sub-total.....	42.176	43.522	(3,09)
Consumo próprio.....	38	41	(7,32)
	42.214	43.563	(3,10)
Suprimento a outras concessionárias (1).....	11.920	11.992	(0,60)
Total.....	54.134	55.555	(2,56)

Inclui Contratos de Comercialização de Energia no Mercado Regulado (CCEARs) e ‘contratos bilaterais’ com outros agentes.

Dados não auditados por auditores externos; inclui contratos de comercialização de energia no ambiente regulamentado (CCEARs) e ‘contratos bilaterais’ com outros agentes.

Residencial: O consumo residencial em 2019 apresentou alta de 2,64% em relação a 2018. Esse aumento deve-se principalmente às novas conexões de clientes realizadas em 2019, na CEMIG D.

Industrial: A energia consumida pelos clientes regulados e livres em 2019 apresentou uma redução de 15,92% em relação a 2018. Essa queda deveu-se, principalmente, à atividade industrial não ter retomado o crescimento no ritmo esperada para o ano.

Comercial, serviços e outros: O consumo foi 11,40% maior em 2019 devido, principalmente, à incorporação de novos clientes no portfólio da CEMIG GT.

Rural: O consumo dos usuários rurais aumentou 4,98% em 2019.

Suprimento a outras concessionárias: A venda de energia a outras concessionárias diminuiu 0,60% em relação a 2018 devido ao menor volume de energia disponível vendido nesse segmento, considerando o baixo nível de reservatórios brasileiros em 2019 e a alocação de energia vendida aos clientes finais.

Receita de uso dos sistemas elétricos de distribuição (TUSD): Refere-se à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), advinda dos encargos cobrados dos clientes livres sobre a energia distribuída. Em 2019, essa receita correspondeu ao montante de R\$ 2.722 milhões, comparada aos R\$ 2.045 milhões em 2018, o que representou aumento de 33,11%, principalmente em função dos eventos abaixo:

- Ajuste positivo de aproximadamente 17,44% no TUSD, no reajuste tarifário anual da CEMIG D de 2018, em vigor a partir de 28 de maio de 2018, em comparação com um ajuste positivo de aproximadamente 17,28% no TUSD, no reajuste tarifário anual da CEMIG D de 2019, em vigor a partir de 28 de maio de 2019.

CVA e Outros componentes financeiros, em aumentos tarifários A CEMIG reconhece em suas demonstrações financeiras a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos, onde se destacam a CDE e energia comprada, e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. Este saldo representa os valores que deverão ser repassados aos clientes no próximo reajuste tarifário da CEMIG D, o que representou um aumento da receita de R\$ 58 milhões em 2019, em comparação à receita de R\$ 1.973 milhões em 2018. Essa variação deve-se, principalmente, a uma diferença menor em 2019 que em 2018 entre os custos efetivos com energia e os números estimados utilizados para o custo futuro de energia no cálculo da tarifa (isso gera um ativo financeiro a ser ressarcido à Companhia através do próximo reajuste tarifário).

Receita de concessão da transmissão

- A receita de construção corresponde à obrigação de desempenho de construção da infraestrutura de transmissão, reconhecida com base no cumprimento da obrigação de desempenho ao longo do tempo. São mensurados com base no custo incorrido, incluindo PIS/Pasep e Cofins sobre o faturamento total, e a margem de lucro do empreendimento. Para maiores informações, veja a Nota 15 das demonstrações financeiras.
- A receita de manutenção e operação corresponde à obrigação de execução de operação e manutenção prevista no contrato de concessão de transmissão, após o término da fase de construção. O reconhecimento se dá quando os serviços são prestados e as faturas dos RAPs são emitidas.
- Receita de juros reconhecida sobre o ativo do contrato, registrada no resultado como receita bruta da concessão de transmissão. Esta receita corresponde à componente significativa de financiamento do ativo contratual, sendo reconhecida pelo método da taxa de juro efetiva linear com base na taxa apurada no início dos investimentos, que não é alterada posteriormente. A média das taxas implícitas é de 6,68%. As taxas são determinadas para cada autorização e são aplicadas sobre o valor a ser recebido (fluxo de caixa futuro) ao longo da duração do contrato. Inclui a atualização financeira pelo índice de inflação definido para cada contrato de transmissão.

Receita de transações em energia na CCEE: A receita de transações de energia na CCEE foi de R\$ 432 milhões em 2019, comparado a R\$ 217 milhões em 2018, um aumento de 99,08% em relação ao ano anterior. Isso reflete um volume mais baixo de energia disponível para compensação no mercado atacadista em 2019, considerando o baixo nível de reservatórios brasileiros em 2018 e a energia alocada para venda a outros segmentos.

Receita de fornecimento de gás: A CEMIG registrou uma receita de fornecimento de gás no montante de R\$ 2.298 milhões em 2019. Em comparação aos R\$ 1.995 milhões de 2018, houve um aumento de 15,19%. Este resultado reflete, principalmente, o aumento do custo do gás, de 6,74% quando comparado com o ano anterior, que foi repassado aos clientes.

Receitas de construção: Os custos de construção de infraestrutura de distribuição foram de R\$ 1.292 milhões em 2019 (reapresentado), em comparação a R\$ 940 milhões (reapresentado) em 2018, um aumento de 37,45%. Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia, no exercício, em ativos da concessão.

Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS: Os créditos de PIS/Pasep e Cofins (anteriormente cobrados erroneamente para incluir os valores de ICMS pagos ou devidos), no valor de R\$ 1.428 milhões, resultaram do sucesso da ação da Companhia questionando a inclusão do ICMS nesses valores, com retroatividade a julho de 2003.

Outras receitas: As outras receitas foram de R\$ 1.721 milhões em 2019, ante R\$ 1.585 milhões em 2018, 8,64% acima do ano anterior. Isso se deveu principalmente a um aumento nas receitas relacionadas a subsídios, e reembolso para fornecimento não contratado, que são reembolsados pela Eletrobras. A composição das demais receitas está detalhada na Nota 29 às demonstrações financeiras.

Encargos reconhecidos como deduções da receita: Os impostos e demais tributos aplicados às receitas em 2019 foram de R\$ 12.351 milhões, ou 0,30% superior ao total de 2018 (R\$ 12.314 milhões), conforme mostrado a seguir.

- **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** Os montantes de pagamentos à Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, são decididos por uma Resolução da ANEEL. A CDE tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão; os subsídios tarifários, para a redução tarifária equilibrada, dos clientes de baixa renda e do consumo de carvão; e a Conta de Consumo de Combustíveis ('CCC'). Os encargos referentes à CDE em 2019 foram de R\$ 2.448 milhões, em comparação a R\$ 2.603 milhões em 2018. Esse é um custo não gerenciável, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para a definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.
- **Encargos do cliente – o sistema das 'Bandeiras Tarifárias':** As bandeiras tarifárias são acionadas em épocas de baixos níveis dos reservatórios, resultando em maiores encargos devido à escassez de chuva. A bandeira 'Vermelha' tem dois níveis – Nível 1 e Nível 2. O Nível 2 entra em vigor quando a escassez é mais severa. O acionamento das bandeiras tarifárias gera impactos no faturamento do mês subsequente. A receita dos encargos aos clientes relacionados às bandeiras tarifárias, de R\$ 294 milhões em 2019, foi 55,11% menor que em 2018 (R\$ 655 milhões). Este resultado decorre do menor acionamento da bandeira vermelha em 2019 que em 2018, em função de (i) níveis dos reservatórios estabilizados, e (ii) expectativas um pouco maiores de chuvas.
- **Outros encargos incidentes sobre a receita:** As outras deduções significativas da receita são de 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, em 2019, foram de R\$ 22.475 milhões, um aumento de 15,73% em relação aos de 2018 (R\$ 19.420 milhões).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2019 e 2018, expressos como percentuais do faturamento:

	2019	% de receita	2018	% de receita	2019 vs.
	(Reapresentada)	líquida		líquida	2018
	(em milhões de R\$)	(%)	(em milhões de R\$)	(%)	(%)
Energia comprada para revenda.....	(11.286)	(44,28)	(11.084)	(49,71)	1,82
Gás comprado para revenda.....	(1.436)	(5,63)	(1.238)	(5,55)	15,99
Encargos de uso da rede básica de transmissão ..	(1.426)	(5,60)	(1.480)	(6,64)	(3,65)
Depreciação e amortização	(958)	(3,76)	(835)	(3,74)	14,73
Pessoal	(1.272)	(4,99)	(1.410)	(6,32)	(9,79)
Participação dos funcionários e administradores no resultado.....	(263)	(1,03)	(77)	(0,35)	241,56
Serviços terceirizados	(1.239)	(4,86)	(1.087)	(4,87)	13,98
Benefícios pós-emprego.....	(408)	(1,60)	(337)	(1,51)	21,07
Materiais	(91)	(0,36)	(104)	(0,47)	(12,50)
Provisões operacionais e impairment	(2.401)	(9,42)	(466)	(2,09)	415,24
Custos de construção.....	(1.200)	(4,71)	(897)	(4,02)	33,78
Outras despesas operacionais, líquidas	(494)	(1,94)	(405)	(1,82)	22,22
Total das despesas e custos operacionais	(22.474)	(88,18)	(19.420)	(87,09)	15,73

A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2019 e 2018:

Pessoal

As despesas com pessoal foram de R\$ 1.272 milhões em 2019. Em comparação aos R\$ 1.410 milhões de 2018, houve uma redução de 9,79%. Essa variação decorre, principalmente, da redução de 10% no número médio de empregados no exercício de 2019, em relação a 2018, sendo de 5.796 e 5.923, respectivamente.

Participação de funcionários e administradores no resultado

A despesa com participação dos funcionários e administradores no resultado foi de R\$ 263 milhões em 2016, em comparação a R\$ 77 milhões em 2018. O aumento deveu-se ao maior lucro líquido consolidado da CEMIG – base de cálculo desta despesa.

Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2019 foram de R\$ 11.286 milhões, representando um aumento de 1,82% em comparação aos R\$ 11.084 milhões de 2018. Os principais fatores que contribuíram para esse aumento foram:

- O custo das compras de suprimentos no mercado spot foi de R\$ 1.886 milhões em 2018, comparado a R\$ 1.818 milhões em 2018, refletindo a maior exposição da CEMIG D ao mercado atacadista em 2018.
- Aumento de 5,30% nas despesas com energia adquirida através de contratos por cotas de garantia física, que foram de R\$ 715 milhões em 2019 comparados aos R\$ 679 milhões de 2018. Essa variação deve-se, principalmente, a tarifa média de cotas da CEMIG D em 2019 ser de R\$ 102,22/MWh em 2019, em comparação a R\$ 92,51/MWh em 2018.
- As despesas com energia adquirida em leilões de mercado regulado diminuíram 9,71%, totalizando R\$ 3.021 milhões em 2019, comparado a R\$ 3.346 milhões em 2017, principalmente porque devido ao nível dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas do sistema, o número de usinas termelétricas despachadas foi mais alto em 2018, com um consequente gasto mais elevado em combustível para essas usinas.

Despesas com energia adquirida em ambiente livre e em contratos bilaterais foram de R\$ 4.098 milhões em 2019 comparados aos R\$ 3.871 milhões de 2018. Isso reflete principalmente as despesas da CEMIG GT serem de R\$ 4.097 milhões em 2019, em comparação com R\$ 4.055 milhões em 2018, devido ao volume de energia adquirida.

Este é um custo não gerenciável para CEMIG D: a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente. Para mais detalhes, consulte a Nota 28 das demonstrações financeiras.

Encargos de uso da rede básica de transmissão

Os encargos de uso da rede elétrica nacional em 2019 foram de R\$ 1.426 milhões, ante R\$ 1.480 milhões em 2018, representando uma redução de 3,65%.

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. O aumento nos valores em 2019 deve-se ao aumento dos custos de transmissão relacionados ao pagamento das indenizações de transmissão aos agentes do setor energético que fizeram a adesão aos termos da Lei 12.783/13.

Esse custo não é gerenciável no negócio de distribuição de energia; a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Provisões operacionais e impairment

As provisões operacionais foram de R\$ 2.401 milhões em 2019, em comparação a R\$ 466 milhões em 2018, representando um aumento de 415,24%. O aumento ocorreu principalmente devido a:

- Reconhecimento de perda estimada na realização dos créditos com a Renova, no valor de R\$ 688 milhões, após avaliação do risco de crédito da investida, que se agravou no exercício em curso.
- Provisões para ações judiciais trabalhistas de R\$ 136 milhões em 2019, ante reversão de provisões de R\$ 42 milhões em 2018. Esta variação decorre, principalmente, de novas ações ou reavaliação da probabilidade de perda de ações existentes, mediante decisões desfavoráveis que aconteceram no período. Além disso, foi reconhecida uma diferença para aplicação do índice de inflação IPCA-E em vez da TR na atualização monetária das ações trabalhistas que tratam de débitos surgidos entre 25 de março de 2015 e 10 de novembro de 2017. Estas encontram-se em fase adiantada de execução e agora têm probabilidade de perda avaliada como 'provável', em função da recente decisão do Tribunal Regional do Trabalho da Região de Minas Gerais (3ª Região) de aplicar a decisão da Lei do Tribunal Superior do Trabalho, ordenando a utilização do índice IPCA-E. Para maiores informações, veja a Nota 25 das demonstrações financeiras.
- Variação das provisões para impostos, que representou o reconhecimento de R\$ 1.228 milhões em 2019, ante a reversão de R\$ 5 milhões em 2018. Essa variação decorre, principalmente, da reavaliação da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, da probabilidade de perda nos processos administrativos e judiciais instaurados contra a Companhia relativos às contribuições previdenciárias sobre o pagamento de participação nos lucros a seus empregados, sob a alegação de que a Companhia não estabelecia anteriormente regras claras e objetivas para a distribuição desses valores. Para maiores informações, veja a Nota 25 das demonstrações financeiras.

Custo de construção de infraestrutura

Os custos de construção de infraestrutura foram de R\$ 1.200 milhões em 2019 comparados a R\$ 897 milhões em 2018, um aumento de 33,78%. Este custo é integralmente compensado pela receita de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia no exercício em ativos da concessão.

As receitas de construção do segmento de distribuição de energia e gás, que são equivalentes a novas infraestruturas, são inicialmente registradas como ativos contratuais, mensuradas ao custo de construção acrescido de margem (que, para o negócio de construção, é considerada zero). Os custos de construção incluem custos de empréstimos.

As receitas de construção do segmento de transmissão são registradas quando a construção é finalizada; os ativos de infraestrutura da concessão permanecem como ativo do contrato, considerando a existência de obrigações de desempenho durante o período de concessão, representadas pela construção, operação e manutenção da rede, uma vez que não há direito incondicional de recebimento das contraprestações pelo serviço de construção, a menos que a Companhia opere e mantenha a infraestrutura.

Gás comprado para revenda

Em 2019 a Companhia registrou uma despesa com aquisição de gás no montante de R\$ 1.436 milhões, comparada a uma despesa de R\$ 1.238 milhões em 2018, representando um aumento de 15,99%. Isso se deve principalmente ao aumento de 23,11% no custo do gás comprado da Petrobras.

Obrigações pós-emprego

As obrigações pós-aposentadoria da Companhia foram 21,07% superiores em 2019, em relação às de 2018, sendo de R\$ 408 milhões e R\$ 337 milhões, respectivamente. Esse aumento decorre, principalmente, do aumento do custo com o Plano de Saúde em 2019, devido à redução da taxa de desconto utilizada na avaliação atuarial feita em dezembro de 2018.

Equivalência patrimonial

Em 2019, a CEMIG reportou uma receita de equivalência patrimonial de R\$ 125 milhões, em comparação com uma perda de R\$ 104 milhões em 2018. Esta variação decorre principalmente das perdas mais altas em 2018, referentes às participações na Renova e Santo Antônio Energia. Veja a Nota 16 das demonstrações financeiras para obter mais detalhes sobre os resultados das investidas reconhecidas nesta linha.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido totalizou receita de R\$ 1.360 milhões em 2019, em comparação com uma despesa financeira líquida de R\$ 518 milhões em 2018. Os principais fatores na diferença foram:

- Receita de atualização monetária dos créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre o ICMS, no valor de R\$ 1.580 milhões. A CEMIG, CEMIG GT e CEMIG D ajuizaram uma Ação Ordinária requerendo a declaração da inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins; bem como o reconhecimento do direito destas Companhias a compensação dos valores recolhidos indevidamente nos 10 anos antes do ajuizamento da ação, com correção pela taxa Selic. Maiores informações estão detalhadas na Nota explicativa nº 9.

A redução foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores:

- Reconhecimento, em 2019, de R\$ 998 milhões decorrentes da operação de *hedge* relacionada à emissão de Eurobonds, em comparação ao reconhecimento de um ganho de R\$ 893 milhões em 2018. O ajuste a valor justo do *hedge* teve efeito positivo, devido a uma redução na variação na curva futura esperada para o DI em comparação à curva futura do dólar norte-americano. O ganho registrado deve ser analisado em conjunto com a despesa de variação cambial dos Eurobonds, conforme descrito a seguir neste relatório.
- Redução da variação cambial vinculada aos empréstimos em moeda estrangeira, que representou uma despesa financeira de R\$ 226 milhões no exercício de 2019, em comparação a uma despesa financeira de R\$ 582 milhões em 2018. Essa redução se deve ao menor câmbio vigente no período (4,02% em 2019, ante 17,03% em 2018).

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na Nota 29 das demonstrações financeiras.

Imposto de renda e Contribuição Social

Em 2019, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e Contribuição Social no montante de R\$ 1.599 milhões em relação ao lucro de R\$ 4.568 milhões antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 35,00%. Em 2018, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e Contribuição Social no montante de R\$ 610 milhões (reapresentada) em relação ao lucro de R\$ 2.011 milhões (reapresentada) antes dos efeitos fiscais, representando uma alíquota efetiva de 30,33%.

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

O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2020 totalizaram R\$ 1.680 milhões, comparado a R\$ 891 milhões em 31 de dezembro de 2019 e R\$ 891 milhões em 31 de dezembro de 2018. Nenhum caixa nem equivalentes foram mantidos em nenhuma outra moeda que não o Real. As razões para esta variação são apresentadas a seguir:

Fluxo de caixa proveniente de atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2020 e 2019 totalizou R\$ 8.607 milhões e R\$ 2.036 milhões, respectivamente. O aumento no caixa líquido das operações em 2020 deveu-se principalmente ao recebimento de R\$ 1.404 referente à Conta Covid, além da entrada de valores de depósitos judiciais referentes à ação Pasep/Cofins sobre o ICMS, no valor de R\$ 1.383 milhões. Além disso, em 2020 a Companhia passou a compensar créditos de Pasep/Cofins sobre ICMS com tributos federais a pagar, o que ocasionou uma menor saída de caixa para pagamento de tributos na comparação com 2019, sendo R\$ 240 milhões em 2020 contra R\$ 1.767 milhões em 2019.

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2019 e 2018 totalizou R\$ 2.036 milhões e R\$ 1.008 milhões, respectivamente. O aumento no caixa gerado por atividades operacionais em 2019 em comparação com 2018 decorre, principalmente, do aumento da lucratividade da Companhia, e da relação entre os custos não gerenciáveis e os recebimentos tarifários da CEMIG D, expressada na mudança na Conta CVA (compensação de variação de valores de itens da 'Parcela A'), e de *Outros componentes financeiros*, em ajustes tarifários.

Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento

A Companhia utilizou caixa líquido de R\$ 5.076 milhões em atividades de investimento em 2020, comparado R\$ 1.188 milhões de caixa líquido usado em atividades de investimento em 2019. O aumento reflete o alto volume de investimentos da Companhia em títulos e valores mobiliários – que totalizou R\$ 3.368 milhões em 2020 e R\$ 79 milhões em 2019, principalmente devido a mais caixa disponível.

O caixa líquido consumido nas atividades de investimento em 2019 totalizou R\$ 1.188 milhões, comparado a um caixa líquido consumido nas atividades de investimento em 2018 de R\$ 211 milhões. Esse valor é decorrente do: pagamento pela Gasmig da taxa de outorga da concessão, no valor de R\$ 891 milhões, com o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão, e sua prorrogação até 2053. Este valor foi adicionado à Base de Remuneração Regulatória (BRR) da Gasmig, como um ativo intangível, a ser amortizado no período até o final do contrato de concessão.

Fluxo de caixa utilizado em atividades financeiras

Em 2020, o caixa usado em atividades de financiamento totalizou R\$ 2.387 milhões, principalmente referente ao pagamento de empréstimos, financiamentos e debêntures no valor de R\$ 2.531 milhões, R\$ 84 milhões referentes a pagamentos de arrendamento mercantil, e R\$ 598 milhões relacionados a dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos, que foram parcialmente compensados por uma entrada de empréstimos, financiamentos e debêntures de R\$ 826 milhões.

O caixa utilizado nas atividades de financiamento em 2019 totalizou R\$ 1.203 milhões, compreendendo: R\$ 4.883 milhões em amortizações de financiamentos; R\$ 4.477 milhões em novos financiamentos recebidos; R\$ 96 milhões em pagamentos de arrendamento; e R\$ 701 milhões em dividendos e juros sobre capital próprio pagos aos acionistas.

O caixa utilizado nas atividades de financiamento em 2018 totalizou R\$ 936 milhões, compreendendo R\$ 509 milhões relativos a dividendos e juros sobre capital pago, e amortização de financiamentos no valor de R\$ 3.527 milhões;

parcialmente compensados por novos financiamentos de R\$ 2.990 milhões, e subscrição de capital pelos acionistas no valor de R\$ 110 milhões.

Endividamento

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 15.020 milhões, composto por R\$ 2.059 milhões em dívida circulante e R\$ 12.961 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida em 31 de dezembro de 2020, R\$ 7.825 milhões eram denominados em moedas estrangeiras, dos quais eram denominados em dólares e R\$ 7.195 milhões denominados em Reais.

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2019 era de R\$ 14.777 milhões, composto por R\$ 2.747 milhões em dívida circulante e R\$ 12.030 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida em 31 de dezembro de 2019, R\$ 6.061 milhões eram denominados em moedas estrangeiras, dos quais a totalidade denominada em dólares; e R\$ 8.716 milhões denominados em Reais.

Nosso endividamento em 31 de dezembro de 2020 está demonstrado na tabela a seguir (em milhões de Reais):

	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Moeda	2020			2019
				Circulante	Não circulante	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA							
Banco do Brasil: <i>Bonds</i> Diversos (1) (4)	2024	Vários	US\$	2	10	12	18
Eurobonds (2)	2024	9,25%	US\$	59	7.795	7.854	6.092
(-) Custos de transação				-	(16)	(16)	(19)
(±) Juros pagos antecipadamente (3)				-	(25)	(25)	(30)
Dívida em moeda estrangeira				61	7.764	7.825	6.061
MOEDA NACIONAL							
Caixa Econômica Federal (5)	2021	TJLP + 2,50%	R\$	17	-	17	61
Caixa Econômica Federal (6)	2022	TJLP + 2,50%	R\$	14	-	14	118
Eletrobras (4)	2023	Ufir + 6,00% a 8,00%	R\$	3	5	8	20
Cientes de grande porte (4)	2024	IGP-DI + 6,00%	R\$	-	-	-	5
Sonda (7)	2021	110,00% do CDI	R\$	50	-	50	49
Notas Promissórias – 1ª Emissão – Série Única (8)	2020	107,00% do CDI	R\$	-	-	-	875
(-) FIC Pampulha – Títulos de empresas controladas (9)				-	-	-	(3)
Dívida em Moeda Nacional				84	5	89	1.125
Total de empréstimos e financiamentos				145	7.769	7.914	7.186
Debêntures – 3ª Emissão – 3ª série (2)	2022	IPCA + 6,20	R\$	395	367	762	1.088
Debêntures – 6ª Emissão – 2ª Série (2)	2020	IPCA+8,07	R\$	-	-	-	17
Debêntures – 7ª Emissão – Série Única (2) (11)	2021	140,00% do CDI	R\$	289	-	289	578
Debêntures – 2ª série – 3ª Emissão (4)	2021	IPCA + 4,70	R\$	588	-	588	1.109
Debêntures – 3ª Emissão – 3ª série (4)	2025	IPCA + 5,10	R\$	43	992	1.035	991
Debêntures – 7ª Emissão – 1ª Série (4)	2024	CDI + 0,45%	R\$	542	1.350	1.892	2.165
Debêntures – 7ª Emissão – 2ª Série (4)	2026	IPCA + 4,10%	R\$	3	1.585	1.588	1.520
Debêntures – 4ª emissão – 1ª série (8)	2022	TJLP + +1,82%	R\$	10	10	20	31
Debêntures – 4ª emissão – 2ª série (8)	2022	Selic + 1,82%	R\$	5	4	9	14
Debêntures – 4ª emissão – 7ª série (8)	2022	TJLP + 1,82%	R\$	12	10	22	34
Debêntures – 4ª emissão – 4ª série (8)	2022	Selic + 1,82%	R\$	5	5	10	15
Debêntures – 7ª emissão – Série única (8)	2023	CDI + 1,50%	R\$	20	40	60	80
Debêntures – 8ª emissão – Série única (8)	2031	IPCA + 5,27%	R\$	14	876	890	-
(-) Deságio na emissão de debêntures (10)				-	(18)	(18)	(22)
(-) Custos de transação				(12)	(29)	(41)	(29)
Total, debêntures				1.914	5.192	7.106	7.591
Total				2.059	12.961	15.020	14.777

- (1) Saldo líquido da Dívida Reestruturada, composta pelos bônus ao par e bônus com desconto, com saldo de R\$ 234 milhões, deduzidos pelas cauções dadas em garantias com saldo de R\$ 222 milhões. 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 Geração e Transmissão.
- (3) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até o vencimento acordado no contrato dos Eurobonds.
- (4) CEMIG Distribuição.
- (5) Central Eólica Praias de Parajuru, decorrente da operação de eliminação de participações cruzadas entre CEMIG GT e Energimp. Mais informações na Nota 18 das demonstrações financeiras.
- (6) Central Eólica Volta do Rio, decorrente da operação de eliminação de participações cruzadas entre CEMIG GT e Energimp. Mais informações na Nota 18 das demonstrações financeiras.
- (7) Uma empresa CEMIG: Resultante da fusão da CEMIG Telecom.
- (8) Gasmig. Os recursos provenientes da 8ª emissão de debêntures, concluída pela Gasmig em 10 de setembro de 2020, no montante de R\$ 850 milhões, foram utilizados para resgate das notas promissórias emitidas em 26 de setembro de 2019, com prazo de 12 meses, cujos recursos foram integralmente destinados ao pagamento do bônus de outorga do contrato de concessão de distribuição de gás.

(9) O FIC Pampulha possui aplicações financeiras em títulos emitidos pela Companhia. Veja mais informações e características do fundo na Nota 30 das demonstrações financeiras.

(10) Deságio no preço de venda da 2ª série da 7ª emissão da CEMIG Distribuição.

Em 2 de fevereiro de 2021, a CEMIG GT realizou amortização extraordinária de sua 7ª emissão de debêntures simples, no valor de R\$ 265 milhões, com vencimento final em dezembro de 2021.

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (em milhões de R\$):

Fonte de financiamento, 2019	Data	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Valor
MOEDA NACIONAL				
Debêntures – 8ª emissão – Série única (1)	Setembro de 2020	2031	IPCA + 5,27%	850
(-) Custos de transação				(24)
Total de captações				826

(1) Gasmig

Em 10 de setembro de 2020, a Gasmig concluiu sua 8ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no valor de R\$ 850 milhões, em série única, com prazo de 11 anos e atualização monetária pelo IPCA mais juros de 5,27 % ao ano, com base em 252 dias úteis. A totalidade dos recursos líquidos captados foi destinada à Gasmig, para o resgate antecipado obrigatório da 1ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais, em série única, no valor total de R\$ 850 milhões na data de emissão.

Os seguintes contratos de financiamento foram firmados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (em milhões de R\$):

Fonte de financiamento, 2019	Data	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Valor
MOEDA NACIONAL				
Debêntures – 7ª Emissão – 1ª Série (1)	Jul. 2019	2024	CDI + 0,454%	2.160
Debêntures – 7ª Emissão – 2ª série (1)	Jul. 2019	2026	IPCA + 4,10%	1.500
Notas Promissórias – 1ª Emissão (2)	Setembro de 2019	2020	107,00% do CDI	850
(-) Custos de transação				(10)
(-) Deságio na a emissão de debêntures (3)				(23)
Total de captações				4.477

(1) CEMIG Distribuição.

(2) Gasmig

(3) Desconto no preço de venda da 2ª série das debêntures de emissão da CEMIG Distribuição.

Em 22 de julho de 2019, a Companhia concluiu a distribuição de sua 7ª emissão de debêntures não conversíveis, com garantias, no valor de R\$ 3.685 milhões, em duas séries: A 1ª Série, com prazo de 5 anos, por R\$ 2,160 milhões e com remuneração de CDI + 0,45%. A 2ª série, com prazo de 7 anos, no valor de R\$ 1.500 milhões e com atualização monetária pelo IPCA mais juros de 4,10%, perfazendo um custo equivalente médio estimado em 108,61% do CDI.

A Companhia utilizou os recursos para antecipar o pagamento do saldo devedor da 9ª emissão de Notas Promissórias, com vencimento final em outubro de 2019, da 6ª emissão de debêntures simples, com vencimento final em junho de 2020, da 5ª emissão de debêntures simples, com vencimento final em junho de 2022 e Cédulas de Crédito Bancário, com vencimento final em junho de 2022, no valor de R\$ 3.644 milhões de principal, juros e encargos.

Emissão de notas promissórias

Em maio de 2018, a CEMIG D emitiu Notas Promissórias no valor de R\$ 400 milhões, com vencimento em 24 de outubro de 2019. Os juros remuneratórios das Notas Promissórias foram de 151% da taxa CDI a serem pagos na data de vencimento. Os recursos foram utilizados para recompor o caixa da CEMIG D, devido ao pagamento da 3ª emissão de debêntures, e para aumentar o capital de giro. A emissão foi garantida pela CEMIG e contou com garantias constituídas por alienação fiduciária de ações de emissão da Gasmig. As Notas possuíam Cláusulas Restritivas (*Covenants*) financeiras que exigiam a manutenção de uma relação Dívida Líquida/Ebitda menor ou igual a: (A) para a

CEMIG: (i) 4,5x para junho de 2018; (ii) 4,25x referente ao exercício fiscal de 2018; e (iii) 4,25x para junho de 2019; e (B) para a CEMIG D (i) 7,5x para junho de 2018; (ii) 4,5x referente ao exercício fiscal de 2018; e (iii) 3,8x para junho de 2019.

Em 19 de dezembro de 2018, 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 550.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1.000, à data de emissão de 3 de dezembro de 2018, no montante total de R\$ 550 milhões, a ser pago em 12 parcelas mensais, com data de vencimento final em 3 de junho de 2020. Os recursos líquidos da emissão foram utilizados para reabastecer a posição de caixa da CEMIG D devido a despesas relacionadas à energia comprada e ao pagamento de dívidas com vencimento em fevereiro de 2019. As debêntures pagaram juros de CDI mais 1,75% ao ano, a serem pagos mensalmente, sendo que a primeira parcela teve vencimento em 3 de janeiro de 2019 e a última parcela na data de vencimento. As debêntures estavam garantidas por (i) Garantia da CEMIG; (ii) alienação fiduciária de 33,37% das ações ordinárias de emissão da Gasmig. A escritura também possuía Cláusulas Restritivas (*Covenants*) financeiras que exigiam a manutenção da taxa mínima de capitalização expressa pela Dívida Líquida/Ebitda mais dividendos recebidos iguais ou inferiores a (A) para a CEMIG D: (i) 4,50x para o exercício fiscal de 2018; (ii) 3,80x para junho de 2019; (iii) 3,80x para o ano fiscal de 2019; inclusive; e (B) para a CEMIG (i) 4,25x para o exercício fiscal de 2018; (ii) 4,25x para junho de 2019; e (iii) 3,50x para o ano fiscal de 2019, inclusive.

Emissão de Eurobonds da CEMIG GT

Em 18 de julho de 2018, a CEMIG GT emitiu US\$500 milhões adicionais de seus Eurobonds. Os recursos foram utilizados para pagar dívidas. Assim como na emissão original de Eurobonds pela CEMIG GT em dezembro de 2017, a emissão foi protegida por um *swap* dos juros mais um *call spread* do principal, a fim de proteger a empresa contra a volatilidade cambial.

Emissão de Eurobonds da CEMIG GT

A CEMIG GT fez a sua emissão de Eurobonds em dezembro de 2017. 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 pagam 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.

Os Eurobonds contêm certas cláusulas restritivas que, entre outras coisas, limitam a capacidade da CEMIG GT de (i) incorrer em dívida adicional; (ii) efetuar determinados pagamentos de dividendos, resgatar capital social e realizar certos investimentos; (iii) transferir e vender ativos; (iv) firmar quaisquer acordos que limitem a capacidade das subsidiárias de pagar dividendos ou fazer distribuições; (v) criar ônus sobre ativos; (vi) efetivar consolidação, fusão ou venda de ativos; e (vii) realizar transações com afiliadas. Os Eurobonds também contêm certas cláusulas restritivas (*covenants*) de manutenção financeira aplicáveis à CEMIG e CEMIG GT. A escritura que rege os Eurobonds prevê eventos de inadimplência dos tipos habituais. A CEMIG GT tem o direito, a seu critério, de resgatar qualquer um dos Eurobonds, no todo ou em parte, a qualquer momento em ou após 5 de dezembro de 2023, pelos preços de resgate estabelecidos na escritura que rege os Eurobonds. Antes de 5 de dezembro de 2023, a CEMIG GT tem o direito, a seu critério, de resgatar os Eurobonds, no todo, mas não em parte, a um preço de resgate igual ao maior de (i) 100% do valor principal desses Eurobonds e (ii) a soma do valor presente nessa data de resgate de (a) o preço de resgate do Eurobonds em 5 de dezembro de 2023 mais (b) todos os pagamentos de juros exigidos no Eurobonds até e incluindo 5 de dezembro de 2023 (excluindo juros acumulados, mas não pagos, ao data do resgate), descontada à data do resgate semestralmente (assumindo um ano de 360 dias composto por doze meses de 30 dias) à taxa do Tesouro mais 50 pontos base, mais em cada caso qualquer interesse acumulado sobre o principal montante do Eurobonds até, mas excluindo, a data do resgate.

Garantias de financiamento da CEMIG

Em 31 de dezembro de 2020 a CEMIG teve as seguintes garantias de financiamento sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, em um total de R\$ 15.020 milhões: (em milhões de Reais)

	2020
Notas Promissórias e Aval	10.197
Garantia e recebíveis	3.454
Recebíveis	112
Ações	330

	2020
Quirografária	927
TOTAL	15.020

Cláusulas restritivas (Covenants)

A Companhia possui contratos com *covenants* atreladas a índices financeiros, conforme quadro a seguir:

Título	Descrição da cláusula restritiva	Índice requerido emissora	Índice requerido CEMIG (garantidora)	Exigibilidade de cumprimento
7ª emissão de debêntures Cemig GT (1)	Dívida Líquida / (Ebitda + Dividendos Recebidos)	Manter índice igual ou inferior a: 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Manter índice igual ou inferior a: 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Semestral e anual
Eurobonds Cemig GT (2)	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado para o Covenant (6)	Manter índice igual ou inferior a: 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: 3,0 em 31/12/2020 3,0 em 30/06/2021 3,0 em 31/12/2021 em diante	Semestral e anual
7ª emissão de debêntures Cemig D	Dívida Líquida / Ebitda ajustado	Manter índice igual ou inferior a 3,5	Manter índice igual ou inferior a 3,0	Semestral e anual
Debêntures GASMIG (3)	Endividamento Geral (Exigível Total/Ativo Total)	Menor que 0,6	-	Anual
	EBITDA/Serviço da Dívida	Igual ou maior que 1,3	-	Anual
	EBITDA/Resultado Financeiro Líquido	Igual ou maior que 2,5	-	Anual
	Dívida Líquida/EBITDA	Igual ou menor que 2,5 a partir de 31/12/2020	-	Anual
Debêntures Gasmig – 8ª emissão série única (4)	EBITDA/Serviço da Dívida	Igual ou maior que 1,3 a partir de 31/12/2020	-	Anual
	Dívida Líquida/EBITDA	Igual ou menor que 3,0 a partir de 31/12/2020	-	Anual
	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	Manter Índice igual ou superior a 1,20	-	Anual (durante o período de amortização)
Financiamento Caixa Econômica Federal	Patrimônio Líquido/Passivo Total	Manter relação mínima de 20,61% (Parajuru) e 20,63% (Volta do Rio)	-	Permanente
Parajuru e Volta do Rio (5)	Capital Social Subscrito e Integralizado da financiada/Total dos investimentos realizados do projeto financiado	Manter relação mínima de 20,61% (Parajuru) e 20,63% (Volta do Rio)	-	Permanente

- 7ª emissão de debêntures da Cemig GT, em dezembro de 2016, no montante de R\$2.240 milhões.
- Diante de uma eventual ultrapassagem dos covenants financeiros de manutenção, os juros serão automaticamente majorados em 2%a.a. 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 EBITDA de 1,75x (2,0 x em dez/17) e um covenant “de incorrência” de dívida com garantia real na Cemig GT em relação ao EBITDA de 1,5x.
- Caso não consiga atingir o índice requerido, a Gasmig constituirá, no prazo de 120 dias, contados da data 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, salvo se naquele prazo estiverem restabelecidos os índices requeridos. Determinadas situações previstas contratualmente podem provocar vencimento antecipado de outras dívidas (*cross default*).
- O não cumprimento dos covenants financeiros implica em vencimento antecipado não automático. Caso seja declarado o vencimento antecipado pelos debenturistas, a Gasmig deverá efetuar o pagamento após recebimento da notificação.
- Os contratos de financiamentos da Caixa Econômica Federal para a Central Eólica Praias de Parajuru e Volta do Rio possuem Covenants Financeiros com exigibilidade de cumprimento condicionado ao vencimento antecipado do saldo remanescente da dívida. Somente é considerado exigível o cumprimento do *Índice de Cobertura do Serviço da Dívida* anualmente e durante o período de amortização, sendo o início deste período a partir de julho de 2020.
- O Ebitda ajustado corresponde ao lucro antes dos juros, impostos de renda e contribuição social sobre o lucro líquido, depreciação e amortização, calculado conforme a Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, do qual é subtraído o resultado não operacional, quaisquer créditos e ganhos não monetários que aumentem o lucro líquido, na medida em que não sejam recorrentes, e quaisquer pagamentos em dinheiro efetuados em bases consolidadas durante esse período, referentes a encargos não monetários que foram

adicionados novamente na determinação do Ebtida em qualquer período anterior, e acrescido de despesas não monetárias e encargos não monetários, na medida em que não sejam recorrentes.

A Companhia está em conformidade com todas as cláusulas restritivas em 31 de dezembro de 2020, com exceção do descumprimento do covenant financeiro dos contratos de empréstimos junto a CEF das controladas Central Eólica Praias de Parajuru e Central Eólica Volta do Rio. Desta forma, exclusivamente para atendimento ao requerimento do Item 69 do IAS 69, a Companhia reclassificou para o passivo circulante o montante de R\$ 2 milhões referente aos empréstimos dessas controladas, que originalmente estavam classificados no passivo não circulante. Adicionalmente, a Companhia avaliou os possíveis desdobramentos decorrentes deste assunto nos seus demais contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, e concluiu que não seriam necessários ajustes adicionais.

Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

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 controle ambiental, sistemas de armazenamento de energia e otimização de segurança. Atualmente, a CEMIG investe cerca de R\$ 43 milhões em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Em 2020, a CEMIG transferiu R\$ 43 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), um fundo federal de apoio à pesquisa e desenvolvimento, além de R\$ 21 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Em 2019, transferimos R\$ 41 milhões para o FNDCT e R\$ 20 milhões para a EPE.

Em 2018, transferimos R\$ 38 milhões para o FNDCT e R\$ 19 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. Informação sobre a Companhia – O setor elétrico brasileiro*. Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória pode nos afetar significativamente, sejam no tocante às nossas receitas se a alteração for relativa a preços, ou no tocante às 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 -0,9% (2015–2016), 4,2% (2016–2016), 3,73% (2016–2019) e -1,56% (2019–2020), como um resultado da forte recuperação do consumo de energia após dois anos de recessão econômica. O Governo Federal 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.

Com relação aos investimentos, para 2021 planejamos fazer investimentos de capital relacionados ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R\$ 2.347 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Também destinaremos R\$ 196 milhões para aportes em subsidiárias, visando atender necessidades de capital específicas. Para obter mais detalhes, favor consultar o *Item 4: Investimentos*.

Sobre a situação de pandemia causada pelo novo coronavírus, consulte as seções *Fatores de risco* e *Impactos da Covid-19*, onde a Companhia aborda suas iniciativas e possíveis impactos sobre seus negócios.

Obrigações contratuais

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 destas opções de venda será correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar, ajustado *pro rata temporis*, pelo índice 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. A Companhia acredita que as premissas e condições que fundamentaram o investimento na Santo Antônio Energia e a estrutura jurídica dos diversos contratos firmados para esse fim sofreram alterações substanciais que resultaram no desequilíbrio das opções, e invocou CEMIG 20F ano 2020

a causa arbitral para discussão dos termos dos acordos. Para maiores detalhes, ver Nota 34 das demonstrações financeiras consolidadas.

A CEMIG e suas subsidiárias possuem compromissos em 31 de dezembro de 2020 que incluem aquisição de energia de Itaipu; aquisição de energia em leilões; garantias de cotas física; e outros compromissos, conforme segue: (em milhões de Reais)

	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025	Total
Compra de energia de Itaipu	1.515	1.548	1.595	1.595	1.595	33.499	41.347
Compra de energia – leilões	3.416	3.387	3.378	3.536	3.328	47.855	64.900
Aquisição de energia – ‘contratos bilaterais’	332	332	332	222	67	80	1.365
Cotas das usinas <i>Angra 1 e Angra 2</i>	288	291	299	301	300	6.340	7.819
Transporte de energia de Itaipu	189	215	218	222	159	521	1.524
Outros contratos de compra de energia	4.450	4.723	4.622	3.478	3.310	28.777	49.360
Cotas de garantias físicas	812	812	812	812	812	17.043	21.103
Total	11.002	11.308	11.256	10.166	9.571	134.115	187.418

A CEMIG e suas controladas possuem empréstimos, financiamentos e debêntures, com as respectivas amortizações, conforme segue, por moeda e indexador: (em milhões de Reais)

	2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025	Total
Moeda							
Dólar US	61	–	–	7.805	–	–	7.866
Total, denominado por moeda	61	–	–	7.805	–	–	7.866
Indexadores							
IPCA (1)	1.043	615	248	341	1.138	1.478	4.863
Ufir/RGR (2)	3	3	2	–	–	–	8
CDI (3)	912	570	560	268	–	–	2.310
URTJ/TJLP (4)	53	20	–	–	–	–	73
Total, indexado	2.011	1.208	810	609	1.138	1.478	7.254
(–) Custos de transação	(12)	(1)	(1)	(18)	(5)	(20)	(57)
(–) Juros pagos antecipadamente	–	–	–	(25)	–	–	(25)
(–) Desconto	–	–	–	–	(9)	(9)	(18)
Total geral	2.060	1.207	809	8.371	1.124	1.449	15.020

(1) Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

(2) Unidade Fiscal de Referência (Ufir/RGR).

(3) CDI: Certificado de Depósito Interbancário (CDI). Taxa de Certificados de Depósito Interbancário.

(4) Unidade de Referência de Taxa de Juros (URTJ) / Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP).

(5) Índice Geral de Preços de Disponibilidade Interna (IGP–DI).

A CEMIG e suas subsidiárias possuem contratos de arrendamento que são, em sua maioria, indexados ao índice de inflação IPCA anualmente. Abaixo segue uma análise de vencimento dos contratos de arrendamento:

Descrição (R\$ milhões)	Consolidado (nominal)
2021	56
2022	27
2023	26
2024	26
2025	26
2026–2045	483
Valores não descontados	644

Item 6. Conselheiros, diretores e funcionários

A administração da Companhia é exercida pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva. O Conselho de Administração da Companhia é composto por 9 (nove) membros efetivos, dentre os quais um será o Presidente e outro, Vice-Presidente. A Diretoria Executiva é composta por sete Diretores Executivos, que podem ser acionistas, residentes no Brasil, eleitos pelo Conselho de Administração para um período de dois anos, observadas as exigências da legislação aplicável. A reeleição por um máximo de três outros períodos consecutivos de mandato é permitida. A estrutura e composição do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia serão idênticas nas subsidiárias integrais CEMIG Distribuição S.A. e CEMIG Geração e Transmissão S.A., com eventuais exceções, na forma a ser aprovada pelo Conselho de Administração.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração da CEMIG se reúne, ordinariamente, pelo menos uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente, Vice-Presidente, ou por um terço de seus membros, ou pela Diretoria Executiva. Suas responsabilidades incluem, entre outras, a fixação da estratégia corporativa, orientação geral dos negócios da CEMIG, aprovação de diversas operações relevantes, e a eleição, destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Todos os membros do Conselho de Administração são eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas. Com a exceção do membro do Conselho de Administração que representa os funcionários, nenhum outro membro do Conselho de Administração tem um contrato de trabalho com a CEMIG ou com qualquer subsidiária que forneça qualquer benefício em caso de rescisão.

Na composição do Conselho de Administração observar-se-ão as seguintes regras:

- Os dois grupos de acionistas a seguir têm o direito de eleger um membro, em votos separados, de acordo com a legislação aplicável: (i) os acionistas minoritários de ações ordinárias; e (ii) os detentores de ações preferenciais.
- No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros deverão ser independentes ou, de acordo com Artigo 141 de Lei 6404/1976, pelo menos 1 (um), caso haja decisão pelo exercício da faculdade do voto múltiplo pelos acionistas minoritários.
- Aos empregados fica assegurado o direito de elegerem 1 (um) membro, observado o disposto na Lei Federal 12353, de 28 de dezembro de 2010, no que couber.
- Em qualquer caso, a maioria dos membros será eleita pelo acionista controlador da Companhia.

Composição do Conselho de Administração

Conselho de Administração		
Nome	Cargo	Data da primeira eleição
Márcio Luiz Simões Utsch (1)	Presidente	25/03/2019
Afonso Henriques Moreira Santos (1)	Membro	31/07/2020
Cledorvino Belini (1)	Membro	25/03/2019
José Reinaldo Magalhães (1)	Membro	25/03/2019
Cargo vago (1)	Membro	–
Paulo César de Souza e Silva (2)	Membro	31/07/2020
José João Abdalla Filho (3)	Membro	30/04/2014
Marcelo Gasparino da Silva (2)	Membro	02/05/2016
Marco Aurélio Dumont Porto (4)	Membro	17/02/2020

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

(2) Eleito pelos acionistas minoritários.

(3) Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.

(4) Eleito por um representante dos funcionários.

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

Márcio Luiz Simões Utsch, nascido em 1959, é formado em direito. Seus principais cargos como executivo foram: Mesbla S.A. (loja de departamentos): Gerente geral, Compras e Operações; Gradiente Entertainment (eletrônicos, jogos): Diretor de Vendas e Logística de Distribuição. Alpargatas S.A.: Entrou em 1997. CEO de 2003 até a aposentadoria, com 60 anos, em 2019.

Afonso Henriques Moreira Santos, nascido em 1957, é formado em Engenharia Eletrônica. De abril de 2019 a dezembro do mesmo ano foi membro do Conselho de Administração da Light S.A.. Foi membro do Conselho da IX Estudos e Projetos Ltda., de outubro de 2006 a abril de 2019. Professor em tempo integral da Universidade Federal de Itajubá de janeiro de 1980 a março de 2016.

Cledorvino Belini, nascido em 1949, é formado em Administração de Empresas pela Universidade Mackenzie, pós-graduado e mestre pela USP e possui MBA pela FDC/Insead. Ao longo de sua carreira de 44 anos na Fiat, atuou como CEO no Brasil e na América Latina por 11 anos (2004–2015) e, em 2009, ingressou no Conselho Executivo do Grupo Fiat (GEC), o mais alto órgão de gestão do Grupo Fiat em nível global. No período 2010–2013, foi presidente da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea). Desde outubro de 2017, exerce o cargo de Conselheiro de Administração independente do grupo JBS.

José Reinaldo Magalhães – Nascido em 1956, foi Gerente de FIPs no segmento de Private Equity na BR-Investimentos e na Bozano Investimentos Gestoras de Recursos de 2009 a 2015 – o membro da equipe responsável pelas decisões de investimento e desinvestimento dos Fundos. Na PREVI — Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil, foi Diretor de Investimentos, na Diretoria de Investimentos — Investidor Institucional, de 2006 até 2018. No Banco do Brasil, ele foi Gerente Adjunto da filial de Nova Iorque (de 2004–5), Gerente Adjunto do Escritório de Representação de Chicago (de 2002–4) e Gerente Executivo da Diretoria de Planejamento / Gerência de Riscos (de 1998 a 2002). Na PREVI, foi Gerente de Divisão, Gestão de Instituições Financeiras Internacionais, de 1995 a 1998. De 1994 a 1998, foi Trainee no Programa de Treinamento para Gerentes no Exterior, em São Paulo, Austin, TX (USA) e Londres; de 1990 a 1994 foi analista no Departamento Técnico (Detec) de BB-B1 Banco de Investimentos. Ingressou no Detec em outubro de 1975 e, de 1983 a 1989 foi consultor técnico da Superintendência Estadual de Minas Gerais.

Paulo César de Souza e Silva, nascido em 1955, se formou em Economia na Universidade Mackenzie em São Paulo. Foi membro da Diretoria Executiva da Embraer de outubro de 1997 a maio de 2019.

José João Abdalla Filho, nascido em 1945, é Diretor-Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; Membro Suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG); Membro Suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; e Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.

Marcelo Gasparino da Silva, nascido em 1971, é advogado especialista em Direito Tributário Empresarial, formado 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 do IBGC (Instituto Brasileiro de Governança Corporativa), possui Certificado de Conselheiro de Administração daquela instituição, e é membro do seu Banco de Conselheiros. É Presidente do Conselho de Administração da Usiminas, e membro do Conselho de Administração da Bradespar e Eternit. Foi Conselheiro de Administração da Eletrobras, Celesc, AES Eletropaulo, Tecnisa e SC Gás, e foi Conselheiro Fiscal da Bradespar, AES Eletropaulo, AES Tietê e da Renuka Brasil. É coordenador do Comitê Jurídico e de Compliance da Eternit. Ele é o porta-voz do Grupo de Governança Corporativa (GGC).

Marco Aurélio Dumond Porto, nascido em 1968, possui graduação em Engenharia Civil pela Universidade Fumec (1994), com especialização e pós-graduação em Gestão de Projetos, e em Inovação e Gestão de Conhecimento, na IETEC. Possui MBA do Centro Universitário Newton Paiva. Trabalha na CEMIG desde março de 1986, inicialmente via CEMIG Senai, como Engenheiro Assistente, Engenheiro de Projeto, e Gerente de Projetos de Geração; depois como Diretor Técnico e Comercial das duas SPEs Hidrelétrica Cachoeirão S.A e Hidrelétrica Pipoca S.A. Ele serviu como Gerente de Fontes Alternativas de Energia, Gerente de Qualidade e Projetos Especiais, e Gerente de Gestão e Controle Internos. Atualmente ele é Analista da Presidência.

Processos civis e criminais significativos que envolvem membros-chave da Administração

O Sr. Marcelo Gasparino da Silva, membro do Conselho de Administração da CEMIG, é réu em dois processos de Ação Civil de Improbidade Administrativa por Danos ao Tesouro Público (processos não criminais), os quais foram movidos perante o 1º Tribunal do Tesouro Público 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. Desde o último relatório, em 2021, não houve evolução significativa nesses casos e não há veredicto; eles ainda se encontram em fase de pré-julgamento.

José João Abdalla Filho, membro do Conselho de Administração da Companhia, é acusado perante o 2º Tribunal Penal Federal do Rio de Janeiro, de ter cometido o crime de evasão fiscal, por alegada omissão de informação na sua declaração de imposto sobre o rendimento de 2010. José João Abdalla Filho apresentou sua defesa, alegando que o Juízo não possui competências para proceder com esta ação criminal; e que a prática do crime não ocorreu, considerando que os fatos em questão (venda de imóveis) ocorreram nas décadas de 1910 e 1940, e não no ano 2001, como alega a acusação. Em 3 de agosto de 2020, o juízo proferiu sentença “julgando extinta a ação penal, sem resolução do mérito, por reconhecer ausente a condição de procedibilidade, qual seja, constituição acertada e, conseqüentemente válida, do crédito tributário”. O Ministério Público Federal, então, interpôs recurso de apelação, em 8 de setembro de 2020. Nesta mesma época, os autos foram remetidos ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região. Em 19 de setembro de 2020, a Procuradoria Regional da República apresentou parecer. Aguarda-se, agora, inclusão do processo em pauta para julgamento da apelação.

Em outra ação criminal, que transcorre perante a 1ª Vara Federal de Araçatuba – Seção Judiciária de São Paulo, Sr. Abdalla Filho está acusado do crime de evasão de impostos, por alegada declaração falsa da totalidade de suas receitas e omissão de receitas em empresa na qual integrava como diretor-presidente, acionista majoritário e administrador durante os anos de 2006 a 2008. Em defesa preliminar, Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. O Ministério Público Federal, então, em 05 de junho de 2019, apresentou aditamento à denúncia para incluir a acusação de que Sr. Abdalla Filho também teria incorrido nos mesmos delitos durante os anos-calendários de 2010 e 2011. No entanto, por decisão provisória do Presidente do Supremo Tribunal Federal em 15 de julho de 2019, foi concedida a exclusão solicitada pelo Sr. Abdalla. Em 10 de dezembro de 2019, nova decisão determinou o prosseguimento do feito, em virtude do entendimento firmado pelo Plenário da Corte Suprema no julgamento final do referido Recurso Especial. Na mesma ocasião, o juízo determinou a expedição de carta precatória à Justiça Federal do Rio de Janeiro para a citação do Sr. Abdalla Filho para a apresentação de nova defesa preliminar em razão do aditamento à denúncia. Com a digitalização do processo, foi apresentado petição apontando falhas na digitalização e em 1 de janeiro de 2021 foi proferida decisão determinando que a secretaria realize a conferência da digitalização, a fim de sanar as falhas e, após, intime a defesa para apresentar defesa preliminar. Atualmente, aguarda-se a referida regularização da digitalização e a intimação da defesa para apresentação de nova defesa preliminar.

Uma terceira ação penal, também relacionada a evasão de impostos, foi apresentada na 1ª Vara Federal de Americana – Seção Judiciária de São Paulo. O Ministério Público Federal alega omissão de informação, declaração falsa às autoridades fazendárias e tentativa de fraudar a fiscalização tributária. O caso envolve mais de uma empresa presidida e administrada por Abdalla. Após defesa preliminar, o Sr. Abdalla Filho entende que a denúncia deveria ser rejeitada, que o processo é absolutamente nulo e que, no mérito, a acusação é improcedente, devendo ser proferida decisão absolutória. No entanto, por força da decisão liminar do Presidente do Supremo Tribunal Federal em 15 de junho de 2019, nos autos do RE 1.055.941/SP, com efeito *erga omnes*, foi requerido, e deferido, o sobrestamento da ação penal. Em 30 de janeiro de 2020, nova decisão determinou a retomada do feito, em virtude do entendimento firmado pelo Plenário da Corte Suprema no julgamento final do referido Recurso Especial. Os autos da ação penal foram digitalizados, aguardando-se a designação da data para a audiência das provas e julgamento.

Diretoria Executiva (Estatutária)

A Diretoria Executiva é constituída por sete Diretores, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de 2 (dois) anos, observados os requisitos da legislação e regulamentação aplicáveis, sendo permitidas, no máximo, 3 (três) reconduções consecutivas. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração expira na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2022. A Diretoria Executiva se reúne, ordinariamente, no mínimo duas vezes por mês, e extraordinariamente sempre que convocada pelo Diretor Presidente ou por dois Diretores Executivos.

Os Diretores exercem suas funções em período integral, em dedicação exclusiva à Companhia. Eles podem exercer simultaneamente funções não remuneradas na administração de nossas subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas, a critério do Conselho de Administração. Devem obrigatoriamente deter e exercer, no entanto, os cargos correspondentes nas subsidiárias integrais CEMIG Distribuição S.A. e CEMIG Geração e Transmissão S.A.

Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Companhia, obedecidos a Estratégia de Longo Prazo, o Plano de Negócios Plurianual e o Orçamento Anual, que devem ser elaborados e aprovados de acordo com o seu Estatuto Social. O Orçamento Anual refletirá o Plano de Negócios Plurianual da Companhia e, por conseguinte, a Estratégia de Longo Prazo, e deverá detalhar as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendos, as inversões com recursos próprios ou de terceiros e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

Observado o disposto nos artigos precedentes no Estatuto Social da Companhia, e as boas práticas de governança corporativa, caberá a cada membro da Diretoria Executiva cumprir o Estatuto, as deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração, o Regimento Interno e as decisões da Diretoria Executiva, sendo estas as atribuições das respectivas diretorias.

A seguir estão os nomes, cargos e datas da primeira nomeação dos membros da Diretoria Executiva:

Diretoria Executiva (Estatutária)		
Cargo	Nome	Data da primeira eleição
Presidente (CEO)	Reynaldo Passanezi Filho	13/01/2020
Diretor Comercial	Dimas Costa	01/09/2016
Diretor de Distribuição	Marney Tadeu Antunes	05/01/2021
Diretor de Geração e Transmissão	Paulo Mota Henriques	21/03/2019
Diretoria da CEMIGPar	Maurício Dall’Agnese	11/12/2020
Diretor de Finanças e Relações com Investidores	Leonardo George de Magalhães	20/03/2020
Diretoria Jurídica de Regulamentação	Eduardo Soares	20/03/2020

Reynaldo Passanezi Filho, nascido em 1965, é graduado pelo Programa Executivo Sênior, curso principal da Escola de Administração da Graduação da Universidade de Stanford (Julho-Agosto de 2018); participou do curso de CEO da Fundação Getúlio Vargas em Gestão Empresarial de Março de 2015 a julho de 2017; Doutorado em economia pela Universidade de São Paulo, 1995-2000; Mestrado em economia pela Universidade de Campinas, 1987-92, com distinção, pela dissertação da Organização Industrial sobre o tema ‘Soluções Financeiras e Privatização para o Aço Brasileiro’; Diploma em economia pela Universidade de São Paulo, 1983-86 (sexta colocação no exame de entrada na Universidade); e diploma em direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, 1983-89. É membro da Ordem de Advogados do Brasil (OAB). Ele tem ampla experiência em cargos de liderança sênior no setor privado, no setor financeiro e no setor público; excelência em estratégia e gestão, com histórico de sucesso em privatizações, reestruturações e crescimento; sólida qualificação em finanças, fusões e aquisições, com profundo conhecimento da América Latina e infraestrutura, especialmente a energia elétrica.

Dimas Costa – Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela PUC Minas em 1978. De 1978 a 1980, foi Engenheiro do Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais, onde foi Chefe de Divisão de 1980 a 1985. De 1978 a 1980, trabalhou como engenheiro no Departamento de Águas e Energia de Minas Gerais. Na CEMIG, em 1985-1987, foi engenheiro na Unidade de Distribuição; de 1987 a 1995, ele foi assistente na Unidade Sênior de Gerenciamento de Desenvolvimento e Planejamento de Energia; de 1995 a 1998 foi gerente do Departamento de Desenvolvimento Energético; de 1998 a 2007, gerente de vendas para clientes corporativos; de 2007 a 2010, gerente geral de vendas para clientes da Companhia; e em 2011 a 2013, gerente geral da Companhia para vendas aos clientes da Companhia com benefícios de incentivo. Foi anteriormente Diretor e sócio-gerente da Ponta Energia Consultores Associados Ltda, de 2013 a 2016.

Marney Tadeu Antunes, nascido em 1962, e formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Sorocaba, com especialização, pós-graduação e estudos nas áreas de Gestão, Estratégia, Gestão de Projetos, Custos Marginais e Tarifas de Eletricidade. Ele tem 34 anos de experiência no setor de energia do Brasil. Mais recentemente, foi Diretor de Distribuição da distribuidora de energia elétrica EDP em São Paulo (de 2015 a 2020) e Diretor de Vendas das distribuidoras do Grupo CPFL Energia (2011–2015).

Paulo Mota Henrique, nascido em 1962, é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, com MBA pela Fundação Getúlio Vargas e especialização em Engenharia de Automação Industrial pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Sua carreira profissional teve início na CEMIG em 1987, onde atuou como Gerente

Geral de Transmissão em Belo Horizonte de 2004 a 2007, sendo responsável pela gestão técnica, financeira e administrativa dos ativos de subestações e linhas de transmissão de ultra-alta tensão pertencentes à rede nacional, e outras instalações de transmissão. Ele foi Gerente Geral para Controle de Gerenciamento de Geração e Transmissão da CEMIG GT, de 2007 a 2009 – onde as responsabilidades incluíram planejamento, implementação, coordenação e desenvolvimento da Gestão de Estratégia no Gabinete do Diretor de Geração e Transmissão. Em 2009, assumiu a Superintendência de Coordenação da Geração e Transmissão da CEMIG GT – responsável pela gestão de processos empresariais na Diretoria de Geração e Transmissão da CEMIG e pelo planejamento e gestão dos Empreendimentos de Geração e Transmissão em sociedades e subsidiárias integrais. Ele também atuou como Gerente Geral da Taesa (de 2009 a 2011), e como Diretor da Associação Brasileira de Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate) de 2017 a 2019.

Maurício Dall’Agnese, nascido em 1984, é graduado em Economia pela USP e detém ampla experiência em processos de M&A na indústria de energia elétrica. Desde abril de 2020 exerce a função de Diretor-Adjunto de Estratégia e Inovação da CEMIG. Anteriormente exerceu cargos de liderança no BBVA, ISA CTEEP e Vale.

Leonardo George de Magalhães é formado em contabilidade e é funcionário da CEMIG há mais de 30 anos. Desde 2008 ele trabalha na Controladoria, com inúmeras responsabilidades executivas no Departamento Financeiro, incluindo contabilidade, planejamento fiscal, planejamento financeiro, orçamento, avaliação de investimentos, gerenciamento de caixa e previsão de resultados.

Eduardo Soares é advogado, com 30 anos de atuação profissional, dedicados à área de infraestrutura, energia, financiamentos estruturados, *project finance*, direito administrativo e direito societário. Possui larga experiência em operações financeiras, de M&A, reestruturações e societárias.

Remuneração dos membros do Conselho de Administração e dos Diretores

Os custos totais com o pessoal chave, composto pela Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração em 2020, 2019 e 2018 encontram-se dentro dos limites aprovados em Assembleia Geral e seus efeitos no resultado destes exercícios são demonstrados na tabela abaixo:

(em milhões de Reais)	2020	2019	2018
Remuneração	27	25	34
Participação nos resultados	9	6	4
Benefícios assistenciais	1	1	3
Total	37	32	41

Não existe qualquer contrato entre a CEMIG e suas subsidiárias integrais ou afiliadas e qualquer conselheiro ou diretor da CEMIG que conceda qualquer tipo de benefício de aposentadoria, exceto o plano de aposentadoria da Forluz e o 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.

O Conselho Fiscal

Nos termos do estatuto social da CEMIG, seu Conselho Fiscal funcionará permanentemente. Estabelece reuniões mensais ordinárias, e reuniões extraordinárias sempre que necessário. É composto por cinco membros, e seus respectivos suplentes, eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral, para um mandato de dois anos. Cada membro pode ser reeleito no total de duas vezes. Os titulares das ações preferenciais, como grupo, têm o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Um único acionista minoritário de ações ordinárias, ou um grupo de acionistas 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 o correspondente suplente. A maioria dos membros será eleita pelo acionista controlador e pelo menos um membro será um funcionário público. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, independente da administração e dos auditores externos independentes designados pelo Conselho de Administração, é revisar as demonstrações financeiras e reportar sobre elas aos acionistas. O Conselho Fiscal também é responsável por opinar sobre quaisquer propostas da administração a serem submetidas à 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 na estrutura corporativa; ou (vi) reorganizações acionárias, tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades da administração e as reporta sobre elas aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos termos expiram na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2020, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da primeira eleição
Gustavo de Oliveira Barbosa (1)	Presidente	07/08/2019
Igor Mascarenhas Eto (1)	Membro suplente	09/11/2020
Fernando Scharlack Marcato (1)	Membro	19/10/2020
Carlos Eduardo Amaral Pereira da Silva (1)	Membro suplente	07/08/2019
Elizabeth Jucá e Mello Jacometti (1)	Membro	07/08/2019
Fernando Passalio de Avelar (1)	Membro suplente	31/07/2020
Michele da Silva Gonsales Torres (2)	Membro	31/07/2020
Ronaldo Dias (2)	Membro suplente	07/08/2019
Cláudio Morais Machado (3)	Membro	11/06/2018
Carlos Roberto de Albuquerque Sá (3)	Membro suplente	11/06/2018

(1) Nomeado pelo Estado de Minas Gerais (como acionista controlador).

(2) Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.

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

Abaixo apresentamos uma breve biografia de cada membro do nosso Conselho Fiscal:

Gustavo de Oliveira Barbosa, nascido em 1965, tem diploma de contabilidade da UNICEUB (Centro de Ensino Unificado de Brasília), e pós-graduação, com MBA em gestão executiva de fundos de pensão, do Centro Universitário do Distrito Federal (ICAT/UDF). Foi Diretor Executivo do Fundo de Pensões do Estado do Rio de Janeiro (Rioprevidência) de 2010 a 2016. Em seguida, atuou como Secretário de Estado para Finanças e Planejamento do Rio de Janeiro de 2016 a 2018; consultor de serviços bancários técnicos na sede Regional para entidades jurídicas públicas na Caixa Econômica, de 2018 a 2019; e consultor na Barbosa e Mello Consultoria em 2019. Atualmente é Secretário de Estado de Finanças no Governo de Minas Gerais.

Igor Mascarenhas Eto, nascido em 1991, é formado em Administração de Empresas pelo IBMEC Minas Gerais. Foi Analista Comercial na Ceres Finances de outubro de 2012 a 2013, Estagiário de Finanças na Libe Construction Company de julho de 2013 a dezembro de 2013, sócio-proprietário da empresa ArteClube Comunicação de janeiro de 2015 a novembro de 2016 e da empresa Pearson Consultoria e Gestão Estratégica de maio 2014 a novembro de 2016 e de janeiro de 2018 a agosto de 2019. Igor também foi Gerente de Projetos na 2LM Consultoria e Gestão Estratégica de março de 2016 a dezembro de 2017 e desenvolveu atividades no Partido Novo (partido político), na cidade de Belo Horizonte, como Secretário de Finanças de abril de 2017 a abril de 2019; Coordenador de Administração da Campanha para Governador de Romeu Zema de agosto de 2018 a outubro de 2018; e Líder de Expansão Partidária da Região Metropolitana da cidade de Belo Horizonte desde agosto de 2017. Posteriormente, foi Secretário-Geral do Governo de Minas Gerais de janeiro de 2019 a março de 2020 e atualmente é Secretário de estado do Governo de Minas Gerais desde março de 2020.

Fernando Scharlack Marcato, nascido em 1978, é mestre em Direito Público pela Universidade de Paris 1 (Panthéon-Sorbonne). Atuou por mais de 12 anos na estruturação multidisciplinar de projetos de infraestrutura e também foi Secretário Executivo de Novos Negócios da Sabesp – Companhia de Saneamento Básico do estado de São Paulo, por 5 anos. É professor de Direito há 8 anos no curso de Direito da Fundação Getúlio Vargas de São Paulo (‘FGV Direito-SP’), tendo coordenado e organizado o primeiro curso de pós-graduação em Direito da Infraestrutura da FGV, além de ser coordenador do grupo de estudos de PPPs (Parcerias Público-Privadas), Concessões e Privatizações da FGV; e foi cofundador da Infracast, primeiro podcast em língua portuguesa e canal de redes sociais no tema PPPs, Concessões e Privatizações. Foi também sócio fundador da GO Association, consultoria multidisciplinar em infraestrutura do Brasil e co-autor do livro Direito da Infraestrutura, v. 1, da Série GVLaw da Editora Saraiva, 2017. Atualmente é Secretário de Estado de Infraestrutura e Mobilidade no Governo de Minas Gerais.

Carlos Eduardo Amaral Pereira da Silva, nascido em 1969, é formado em Medicina pela Universidade Federal de Juiz de fora (UFJF), com pós-graduação e MBA em Gestão de Negócios e Projetos da mesma universidade, e MBA em Gestão de Saúde e Segurança do Paciente pela Faculdade de Medicina e Saúde Juiz de Fora (Suprema). Desde 1994, atuou como neurocirurgião na Fundação do Hospital Estadual de Minas Gerais (FHEMIG), atuando também desde 1998 na Universidade Federal de Juiz de fora (UFJF). Desde 1996 é neurocirurgião do Hospital Monte Sinai (HMS-NCI). Atualmente é Secretário de Estado de Saúde no Governo de Minas Gerais.

Elizabeth Jucá e Mello Jacometti, nascida em 1960, é formada em economia, com curso de especialização em finanças, pela Universidade Federal de Juiz de fora (UFJF), e mestrado em Liderança e Gestão pela Centro de Liderança Pública (CLP) / Instituto Singularidade. De 2013 a 2016, foi Secretária de Planejamento e Gestão da Prefeitura de Juiz de Fora,

onde também foi Secretária Municipal de Saúde de 2016 a 2018. Atualmente é Secretária de Estado para o Desenvolvimento Social no Governo de Minas Gerais.

Fernando Passalio de Avelar, nascido em 1978, é formado em Administração de Empresas pela Faculdade Estácio de Sá, pós-graduado em Auditoria Governamental pela Fundação Gama Filho e pós-graduado em Gestão de Instituições Financeiras pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas). Fernando possui formação profissional inclusive como empresário, e experiência acadêmica em instituições financeiras privadas, bem como em órgãos públicos como funcionário público da Secretaria de Fazenda do Estado desde 2008. Atuou, desde 2009, como auditor interno e, por muitos anos, como gestor público atuando em projetos e políticas públicas de apoio ao setor produtivo.

Michele da Silva Gonsales Torres, nascida em 1983, é advogada com especialização em Direito Empresarial pela Universidade Mackenzie e Especialista em Compliance pelo LEC – *Legal, Ethics & Compliance*. Membro do Comitê de Compliance da IASP/SP, atualmente é responsável pela área de contratos e compliance e de gestão desde 2015 no escritório ALFM Advogados. Michele trabalhou por muitos anos como Gerente Jurídica de uma companhia de construção e engenharia de médio porte, atuando na área de gestão de riscos da empresa, tendo elaborado o Código de Conduta e implantado o Programa de Compliance. Além disso, Michele é especialista em análise, elaboração e gestão de todos os tipos de contratos, elaboração de atos societários, planejamento jurídico estratégico para negócios. Foi Conselheira Fiscal da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (2018–2019) e foi eleita novamente em 2020 (2020–2022). É também Conselheira Fiscal da Light S.A. (2020–2021).

Ronaldo Dias, nascido em 1946, tem diploma em Contabilidade pela Faculdade Moraes Júnior. De 2014 a 2016 foi membro substituto do Conselho Fiscal da CEG, a companhia de distribuição de gás do Rio de Janeiro. Posteriormente, foi membro substituto do Conselho Fiscal da CEMIG, de 2016 a 2018. Desde 2017, ele é diretor do Banco Clássico.

Cláudio Morais Machado, nascido em 1943, é formado em Contabilidade, com atualização de 1998 a 2017, e atua como Perito Especialista em Contabilidade para tribunais estaduais e federais do Rio Grande do Sul, com foco em finanças. Lecionou em cursos de pós-graduação em contabilidade e auditoria de 1973 a 2015; foi palestrante e facilitador nos cursos de Ibracon (6º Setor Regional), CRCRS e IBGC; e é professor universitário em cursos de pós-graduação, especializado em contabilidade, auditoria e governança corporativa, desde 1990. Atuou como membro do Conselho Fiscal de: Grupo Everest Hotel, do Rio de Janeiro, 2015; Profarma Distribuidora de Produtos Farmacêuticos S.A., Rio, 2015; Tupi S.A., Joinville, Santa Catarina, 2010–2016; Porto Alegre (Rio grande do Sul), que presidiu desde 2003; a holding Paludo Participações S.A., de Porto Alegre (RS), desde 2014; e a ONG Fundação Projeto Pescar, Porto Alegre, desde 2012. De 2011 a 2015 atuou como membro substituto do Conselho Fiscal do Instituto de Desenvolvimento de Gestão (IDG) de Nova Lima, Minas Gerais. Ingressou no Conselho Fiscal da CEMIG, indicado pelo BNDESPar, em 2018.

Carlos Roberto de Albuquerque Sá, nascido em 1950, é formado em contabilidade e economia, com pós-graduado em finanças pela PUC (Pontifícia Universidade Católica) do Rio de Janeiro. Desde 2011 é coordenador do Comitê de Auditoria de Lojas Marisa; desde 2016 é membro do Conselho Fiscal da holding de Itaú/Unibanco, e da Marfig Global Foods. Ele é um sócio da empresa CS Consult.

O Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria é um órgão consultivo independente, de constituição permanente, com dotação orçamental própria. Tem por objetivo aconselhar e assessorar o Conselho de Administração, ao qual se reporta. Também é responsável por outras atividades que lhe sejam atribuídas pela legislação.

As principais atividades desenvolvidas pelo Comitê de Auditoria estão relacionadas a: (i) supervisão das atividades dos auditores independentes, (ii) supervisão das atividades desenvolvidas nas áreas de controle interno, auditoria interna e preparação das demonstrações financeiras da Companhia, e (iii) monitoramento da qualidade e integridade dos mecanismos de controle interno, as demonstrações financeiras, informações e medições divulgadas pela Companhia.

O Comitê de Auditoria é composto por 4 (quatro) membros, todos independentes, indicados e eleitos pelo Conselho de Administração, na primeira reunião que se realizar após a Assembleia Geral Ordinária, para mandatos de 3 (três) anos, não coincidentes, sendo permitida 1 (uma) reeleição.

É conferido ao Comitê de Auditoria autonomia operacional para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

O Comitê de Auditoria deverá possuir meios para receber denúncias, inclusive de caráter sigiloso, internas e externas à Companhia, em matérias relacionadas à sua competência.

O Comitê de Auditoria poderá exercer suas atribuições e responsabilidades junto às subsidiárias integrais e controladas da CEMIG que vierem a adotar o regime de compartilhamento de Comitê de Auditoria Comum.

<u>Nome</u>	<u>Cargo</u>
Pedro Carlos de Mello	Coordenador
Afonso Henriques Moreira Santos	Membro
Márcio de Lima Leite	Membro
Roberto Tommasetti	Membro

Abaixo está uma breve biografia de cada membro do nosso Comitê de Auditoria:

Pedro Carlos de Mello, nascido em 1952, é graduado em contabilidade pela Associação de Ensino Unificado do Distrito Federal (AEUDF), e graduada em Economia pela Faculdade de Ciências Políticas e Economia de Cruz Alta. Possui MBA em controladoria pela Fipecafi (Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras da Universidade de São Paulo, da USP); MBA em formação de executivos pela Coppead (Instituto de Pós-Graduação em Pesquisa em Gestão da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ); e pós-graduado em contabilidade, custos e auditoria pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Para a Unidade de Gerenciamento Contábil do Banco do Brasil S.A. em Brasília (DF), ele foi Contador Geral de abril de 2007 a março de 2009; Gerente Executivo da Gerência de Acompanhamento e Evidenciação das Subsidiárias no País e Dependências no Exterior (Gesex) de abril de 1999 a abril de 2007; e Contador Geral substituto, nas ausências regulamentares do titular, na Contadoria (em Brasília), de 1998 a abril de 2007. Foi Coordenador Geral de Informações Gerenciais da Diretoria de Análise Técnica (Ditec) da Superintendência Nacional de Previdência Complementar – Previc em 2014, e membro suplente do Conselho Fiscal da Usiminas em 2016 e 2017. Desde 2016 é membro do Conselho Fiscal do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG).

Afonso Henriques Moreira Santos, nascido em 1957, é licenciado em Engenharia Elétrica. De abril de 2019 a dezembro do mesmo ano foi membro do Conselho de Administração da Light S.A. Foi membro do Conselho da IX Estudos e Projetos Ltda., de outubro de 2006 a abril de 2019. Professor em tempo integral da Universidade Federal de Itajubá de janeiro de 1980 a março de 2016.

Márcio de Lima Leite, nascido 1971, é formado em direito pela Faculdade Milton Campos, e em ciências contábeis pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) de Minas Gerais, com pós-graduação em Gestão estratégica, especialização em finanças, pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), e mestrado em direito e relações econômicas e sociais da Faculdade Milton Campos. Atualmente é diretor da Associação Comercial de Minas Gerais (ACMinas); professor convidado da PUC de Minas Gerais; e Diretor Jurídico e Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Fiat Chrysler Automobiles (FIAT) da América Latina.

Roberto Tommasetti, nascido em 1973, é formado em Economia pela Universidade Federico II (Itália), revalidado pela Universidade do estado do Rio de Janeiro (UERJ), e Doutor em Ciências Contábeis pela UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro). É mestre em contabilidade e finanças pela PUC de São Paulo e doutor em contabilidade pela UFRJ. Ele é contador oficial no Brasil e na Itália, sócio de empresa de consultoria, e leciona contabilidade financeira e gerencial em cursos de graduação e pós-graduação. Membro da Câmara de Comércio Ítalo-Brasileira do Rio de Janeiro, onde faz parte do Conselho de Energia Brasil-Itália, foi membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal de diferentes empresas e atuou como CFO, Controller e auditor independente.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 5.254 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 179 estavam no nível gerencial e 103 contratados como mão de obra temporária. Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos 5.596 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 185 estavam no nível gerencial e 72 contratados como mão de obra temporária. Em 31 de dezembro de 2018, tínhamos 6.083 funcionários na CEMIG, CEMIG D e CEMIG GT, dos quais 244 estavam no nível gerencial e 316 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 de (1)	2020 (2)	2019 (3)	2018 (4)
Gerentes	179	185	244
Quadro de profissionais	1.133	1.147	1.188
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	3.942	4.264	4.651
Total	5.254	5.596	6.083

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

(2) Em 2020, foram contratados 104 funcionários e 444 deixaram a CEMIG.

(3) Em 2019, foram contratados 272 funcionários e 762 deixaram a CEMIG.

(4) Em 2018, foram contratados 359 funcionários e 244 deixaram a 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 de 1º de novembro de cada ano até o final da vigência de cada respectivo Contrato de Trabalho Coletivo. As negociações do Acordo Coletivo de Trabalho para 2019–2021 entre a Companhia e Sindicatos foram finalizadas.

Durante as negociações de outubro de 2019 a janeiro de 2021, 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 2,55%, em linha com a inflação, além de garantir a correção de salários e benefícios, em novembro de 2020, pelo índice de inflação (INPC–IBGE) acumulado entre 1º de novembro de 2019 e 31 de outubro de 2020.

O Acordo assegura os seguintes benefícios: pagamento de horas extras diurnas e noturnas; 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, os seguintes benefícios são garantidos: 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 2019/2021, não houve paralisação/greve. Para o caso de greves, a CEMIG possui um Comitê de Emergência Operacional, criado com o objetivo básico de estabelecer um Plano de Contingência para manter nossos serviços essenciais na eventualidade de uma greve; a CEMIG possui um Conselho de Contingência Operacional, com o objetivo de estabelecer um Plano de Contingência para a continuação de seus serviços essenciais.

Remuneração

A CEMIG remunera e beneficia seus empregados de forma competitiva, em consonância com as melhores práticas do mercado.

A estratégia de remuneração da CEMIG reflete um posicionamento compatível e competitivo com o mercado, com benefícios e programas para o bem-estar dos seus empregados. Desta forma, a CEMIG possui um Plano de Cargos e Remunerações (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 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 implementado em setembro de 2018 com o objetivo de nos fornecer instrumentos de remuneração considerados necessários para manter uma estrutura de pagamentos justa e competitiva, definindo assim, critérios

sólidos para as promoções. De forma a manter um plano atual e consistente com o contexto empresarial, o Plano de Carreiras e Remunerações está sendo revisado. Espera-se que a revisão seja concluída no primeiro semestre de 2021.

A tabela a seguir apresenta a média mensal do salário-base e da remuneração, por categoria funcional da CEMIG:

31 de dezembro de 31, 2020	(R\$)	Salário-base médio em	Remuneração média em
Gerentes		20.047,06	34.292,17
Quadro de profissionais		10.681,08	12.957,84
Técnicos operacionais e funcionários de escritório.....		5.253,13	8.153,58

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade

A CEMIG possui um programa de participação nos lucros e resultados com funcionários, de acordo com a legislação trabalhista brasileira aplicável. A distribuição dos lucros ocorre apenas se forem alcançadas, em conjunto, pelo menos 70% das metas corporativas, observando-se o peso relativo a cada um dos indicadores corporativos e operacionais.

Em 2020, de acordo com os termos do Acordo Coletivo, a CEMIG distribuiu 4,3% do seu lucro.

Em 2019, nos termos do Acordo Coletivo, a CEMIG distribuiu 4% do seu lucro, com possibilidade de aumento de mais 20% do valor desse lucro que ultrapassar o orçamento, atingindo o limite máximo a ser distribuído de 7,5% do Lucro Líquido Consolidado.

O cálculo da distribuição da participação nos lucros terá como base o Resultado dos Indicadores, e o pagamento será feito 100% na proporção da remuneração individual de cada empregado entre todos os empregados representados pelas entidades signatárias do referido acordo.

A distribuição ocorrerá apenas se pelo menos 70% das metas forem atingidas em conjunto, observado o peso relativo de cada um dos indicadores. A cesta de indicadores para o ano de 2020 contém 10 indicadores corporativos.

Em 2018, de acordo com os termos do Acordo Coletivo PLR 2017, a CEMIG distribuiu parte de seus lucros aos funcionários representados pelos sindicatos que assinaram o programa e simplificou a lista de indicadores para sete indicadores corporativos e 28 indicadores operacionais, facilitando para seus funcionários o monitoramento dos resultados. A CEMIG também assinou o Acordo Coletivo sobre PLR que estipula a distribuição de parte dos lucros aos funcionários, com base nos resultados de 2018.

Benefícios

A CEMIG concede aos seus empregados uma gama de benefícios, como reembolso de despesas dos empregados e/ou dependentes com deficiência, assistência funerária em caso de morte de empregado ou de seus dependentes diretos, e pagamento de parte da contribuição do empregado para o plano de previdência complementar. Em 2020, foram pagos R\$ 183 milhões em benefícios a empregados, sendo R\$ 100 milhões em contribuições para o plano de pensão e R\$ 83 milhões em benefícios de assistência.

Programas de Demissão Voluntária

Em abril de 2020, a Companhia aprovou o Programa de Desligamento Programado Voluntário para 2020 (PDVP 2020). Os elegíveis – todos os funcionários que trabalharam com a Companhia por 25 anos ou mais até 31 de dezembro de 2020 – puderam ingressar de 4 a 22 de maio de 2020. O programa pagou a indenização legal padrão por rescisão contratual, sendo 50% do período de aviso prévio, valor igual a 20% do Valor Base do FGTS do funcionário, prêmio adicional equivalente a 50% do período de aviso prévio, mais 20 % do Valor Base do fundo FGTS, bem como demais pagamentos previstos na legislação. O programa já atingiu 396 colaboradores e a Companhia espera economizar cerca de R\$ 100 milhões por ano.

Em dezembro de 2019, a Companhia criou o Plano de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2019). Os funcionários elegíveis – todos os funcionários que trabalharam na Companhia por 25 anos ou mais em 31 de dezembro de 2019 – puderam aderir ao programa entre 7 e 31 de janeiro de 2019. O PDVP previa o pagamento das verbas rescisórias judiciais, inclusive aviso prévio indenizado, depósito do valor correspondente a multa de 40% do valor base do FGTS para fins de aposentadoria, e demais encargos previstos na legislação, sem previsão de recolhimento de prêmio adicional. Em março de 2019, a Companhia aprovou a reabertura do PDVP 2019, com período de adesão entre 1º e 10 de abril de 2019, e alterações nos requisitos de adesão, mantendo-se as demais condições inalteradas. O programa atingiu 613 colaboradores e a Companhia espera uma economia de aproximadamente R\$ 150 milhões por ano.

Em março de 2018, a CEMIG aprovou o Programa de Demissão Voluntária Programada (o ‘PDVP 2018’). Os funcionários elegíveis para fazer parte do PDVP de 2018 foram aqueles que trabalharam na CEMIG por 25 anos ou mais em 31 de dezembro de 2018. O período de adesão ao PDVP 2018 foi de 2 a 30 de abril de 2018. O PDVP 2018 ofereceu o pagamento dos valores de desligamento especificados por lei, incluindo o pagamento pelo período de aviso prévio, e o depósito da multa de 40% do Valor Base do FGTS (Fundo de Garantia do Trabalho), bem como dos demais pagamentos especificados pela legislação. O PDVP 2018 foi aceito por 151 funcionários, para os quais foi registrado custo estimado no valor de R\$ 25,6 milhões.

Saúde e Segurança

Em decorrência das diversas iniciativas e programas da CEMIG voltados às questões de saúde, higiene e segurança do trabalho, os indicadores de acidentes mostraram uma redução significativa nos últimos sete anos. O indicador corporativo Taxa de Frequência de Acidentes do Trabalho com Afastamento (TFA) do quadro de funcionários, que vinha se mantendo estável nos últimos anos, atingiu 1,66 em dezembro de 2020, o último registrado, sinalizando aumento de 3,75% em relação ao resultado registrado em 2019 e 9,21% acima do limite estabelecido pela Companhia de 1,52. Também registramos um acidente fatal que matou 3 funcionários de uma de nossas empresas parceiras.

Em 2019, a TFA, em relação à força de trabalho, foi de 1,60 acidentes por milhão de horas trabalhadas, 5,26% maior que em 2018 e 18,75% abaixo do limite de 1,90.

Também é importante destacar que a pandemia do Coronavírus trouxe uma série de dificuldades para as atividades habituais da Companhia, gerando a necessidade de implementação de uma variedade de medidas adicionais, principalmente na área de saúde da Companhia, para permitir a continuidade dos negócios e salvaguardar a integridade de todos os trabalhadores da nossa força de trabalho.

Item 7. Principais acionistas e Transações com partes relacionadas

Principais acionistas

Em 31 de março de 2021, o Governo do Estado de Minas Gerais era titular, direta ou indiretamente, de 258.759.424 ações ordinárias, ou 50,97% das ações da CEMIG com direito a voto e nenhuma ação preferencial. Na mesma data, a FIA Dinâmica Energia, nossa segunda maior acionista, era titular de 129.606.377 ações ordinárias ou, aproximadamente, 25,53% dessas ações, e 35.328.172 ações preferenciais, ou aproximadamente 3,49% dessas ações.

Constam do quadro abaixo informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e preferenciais em 31 de março de 2021:

Acionista	Ações ordinárias	% da classe	Ações preferenciais	% da classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	258.759.424	50,97%	11.112.048	1,10%
FIA Dinâmica Energia	129.606.377	25,53%	35.328.172	3,49%
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	56.578.175	11,14%	27.299.432	2,70%
Total dos membros do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal	10.313	–	67.478	0,01%
Outros	62.715.929	12,35%	936.691.473	92,64%
Total de ações	507.670.218	100%	1.010.498.603	99,94%
Ações em tesouraria	71	–	583.709	0,06%
Total de ações emitidas	507.670.289	100%	1.011.082.312	100%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo do Estado de Minas Gerais incluem ações detidas pela sociedade por ações Minas Gerais Participações S.A., e por outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado de Minas Gerais.

Desde a constituição da CEMIG, as suas 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, e há a possibilidade de o governo do estado voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja “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 2021, a CEMIG possuía um detentor de ações ordinárias representadas por ADRs registrado nos Estados Unidos, perfazendo um total de 2.587.491 ações ordinárias; e 12 detentores de ações preferenciais representadas por ADRs registrados nos Estados Unidos, representando um total de 227.670.421 ações preferenciais.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança de controle da CEMIG, 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 é controlada pelo Estado, qualquer venda que tem como resultado que o Governo Estadual não mais detenha mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da CEMIG, seja totalmente ou parcialmente) exige: (a) a aprovação pelo poder legislativo de Minas Gerais de legislação que especificamente autorize esta mudança, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual; e (b) aprovação pelos cidadãos locais em um referendo.

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 nas seguintes transações com partes relacionadas (para mais detalhes, consulte a Nota 30 das nossas demonstrações financeiras):

- Venda de fornecimento de energia ao governo do estado de Minas Gerais. O preço do fornecimento é o fixado pela ANEEL através de uma Resolução referente ao reajuste tarifário anual da CEMIG D. Em 2017, o governo de Minas Gerais assinou um contrato de reconhecimento de dívida com a CEMIG D para pagamento de dívida referente ao fornecimento de energia devido e não pago, no valor de R\$ 113 milhões, a ser liquidado em 24 parcelas, atualizados mensalmente pela variação do IGP-M, até novembro de 2019. Em 31 de dezembro de 2020, vinte parcelas não haviam sido pagas. Esses recebíveis possuem uma garantia na forma do direito da CEMIG de reter dividendos e juros sobre o capital próprio distribuíveis ao Estado, na proporção de sua participação, enquanto perdurar a mora e/ou inadimplência. A CEMIG Distribuição protocolou requerimento na Secretaria do Estado da Fazenda de Minas Gerais para adesão aos termos da Lei Estadual 23510/2020 no intuito de compensar parte do ICMS a recolher com a dívida que o Governo do Estado de Minas Gerais possui com a Companhia. Nesse momento, a Secretaria de Estado de Fazenda está validando as faturas apresentadas para autorizar a compensação de créditos ainda não efetivada. Como resultado, a Companhia reverteu o montante de R\$ 210 milhões anteriormente reconhecido como perda esperada para créditos de liquidação duvidosa.
- Valores de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) referentes a inflação, que foram devolvidos ao estado de Minas Gerais. Esses recebíveis possuem como garantia a retenção dos dividendos ou juros sobre capital próprio que de outra maneira seriam distribuíveis ao Estado (na proporção de sua participação na Companhia), enquanto perdurar a mora e/ou inadimplência. O saldo recebível em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 12 milhões (R\$ 115 milhões em 31 de dezembro de 2019).
- 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).
- Contrato para prestação de serviços de operação e manutenção de usinas relacionadas aos serviços de transmissão;
- Ações judiciais realizadas e ações judiciais provisionadas decorrentes do acordo celebrado entre a Aliança Geração (controlada em conjunto), a Vale S.A. (empresa com a qual temos joint ventures) e CEMIG. A ação está provisionada no valor de R\$ 119 milhões, sendo a parcela da CEMIG de R\$ 41 milhões.
- Pagamentos antecipados de fornecimento de energia efetuados em 2019 à Norte Energia (controlada em conjunto), estabelecidos em leilão e por contrato registrado na CCEE. A Norte Energia entregou o fornecimento contratado até 31 de dezembro de 2020 a partir de 01 de janeiro de 2020. Não há previsão de atualização financeira para o contrato.
- A CEMIG GT (controlada) possui R\$ 688 milhões a receber da Renova (controlada em conjunto) e devido às incertezas relacionadas à continuidade da Renova, uma estimativa de perda na realização dos recebíveis foi contabilizada pelo valor integral do saldo a receber.

- Em 25 de novembro de 2019, 27 de dezembro de 2019 e 27 de janeiro de 2020, foram celebrados entre a Companhia e a Renova (em recuperação judicial) contratos de mútuo DIP no âmbito do processo de recuperação judicial, denominado ‘DIP’, ‘DIP 2’ e ‘DIP 3’, nos valores de R\$ 10 milhões, R\$ 6,5 milhões e R\$ 20 milhões, respectivamente. Os contratos preveem juros iguais a 100% da variação acumulada da taxa DI, mais spread anual, aplicado *pro rata die* (com base em 252 dias úteis), de 1,083% para o contrato DIP, 2,5% para o contrato DIP2 e 1,5 % para o DIP3, até a data do respectivo pagamento integral. A Companhia reconheceu uma perda por redução ao valor recuperável dos recebíveis da Renova, no valor contábil total de R\$ 37 milhões, no segundo semestre de 2020. Para maiores detalhes, ver Nota 16 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- Passivo reconhecido referente à participação da Companhia no capital social da Hidrelétrica Itaocara, em razão de seu patrimônio líquido negativo (vide Nota 16 das demonstrações financeiras).
- Contrato de prestação de serviço com desenvolvimento de software de gestão entre a CEMIG D e Axxiom Soluções Tecnológicas S.A., instituído no despacho da ANEEL nº 2657/2017. O passivo em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 4 milhões (R\$ 3 milhões em 31 de dezembro de 2019).
- Os contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), mais juros de 6% ao ano e serão amortizados até o exercício de 2031 (ver Nota 24 das demonstrações financeiras).
- Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo.
- 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 Companhia.
- Aluguel da sede administrativa da Companhia junto à Forluz (fundo de pensão dos funcionários), com vigência até novembro de 2020 e agosto de 2024 (podendo ser prorrogada a cada cinco anos, até 2034), com atualização anual pela inflação pelo IPCA e preço revisado a cada 60 meses. Visando a redução de custos, em novembro de 2019 a CEMIG devolveu o edifício Aureliano Chaves para a Forluz e em novembro de 2020, a CEMIG decidiu renovar com a Forluz e devolveu os demais andares locados do edifício Aureliano Chaves.
- Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (CEMIG Saúde). (ver Nota 24 das demonstrações financeiras).
- A relação entre a CEMIG e suas investidas está descrita na Nota 16 – *Investimentos*, das demonstrações financeiras.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações financeiras consolidadas e demais informações financeiras

Consulte nossas demonstrações financeiras consolidadas, que se iniciam na página F-1 deste documento; e *Item 3. – Informações relevantes – Dados financeiros consolidados selecionados*.

Processos judiciais e administrativos

A Companhia, e, em particular, CEMIG GT e CEMIG D, estão envolvidas em certos processos judiciais e administrativos relacionados a questões tributárias, regulatórias, de clientes, administrativas, ambientais, trabalhistas e outras, referentes aos seus negócios. Em conformidade com as regras do IFRS, e tanto quanto esses montantes puderam ser razoavelmente estimados, registramos e divulgamos as quantias dos processos em que temos avaliado a chance de perda como “provável”, e divulgamos as quantias dos processos em que temos avaliado que a chance de perda é “possível”. Para maiores informações em relação a tais contingências, veja Nota 25 das demonstrações financeiras.

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 se reconheça no tribunal que esses valores foram cobrados indevidamente. O processo baseia-se em um suposto erro da CEMIG na estimativa do tempo utilizado para o cálculo do consumo de energia pela iluminação pública paga pela Contribuição de Iluminação Pública (CIP). Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 1.072 milhões, e a chance de perda foi avaliada como ‘possível’, uma vez que, embora a jurisprudência seja amplamente favorável à CEMIG, ela não foi definitivamente consolidada.

A CEMIG GT entrou com um pedido de inclusão como réu em uma ação movida pela AES Sul contra a ANEEL, visando a anulação do Despacho ANEEL 288/2002, que estabeleceu as diretrizes para a interpretação da Resolução ANEEL 290/2000, e assim, modificou a situação da AES Sul Distribuidora, de credora a devedora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessor da atual CCEE. A CEMIG GT obteve uma decisão provisória de suspensão do depósito que originalmente havia sido determinado em favor da AES no processo de liquidação financeira, pelo 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 no qual foi admitida. Foi proferida sentença em primeira instância contra a referida Ação Ordinária, e a AES interpôs recurso, o qual foi deferido. A Sentença do Tribunal de Apelação foi objeto de um Embargo de Declaração por parte da CEMIG GT, que foi julgado (conhecidos e providos em parte para reconhecer que apenas a ANEEL deverá arcar com os honorários de sucumbência). Quanto ao mérito da questão, foi interposto recurso (contra decisão não unânime de um tribunal de recurso), que aguarda julgamento. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido na ação era de R\$ 317 milhões, e a chance de perda foi avaliada como ‘possível’, pois ainda existe a possibilidade de a decisão de segunda instância ser modificada nos recursos que atualmente aguardam julgamento.

A Companhia e suas subsidiárias estão envolvidas em diversos processos administrativos e judiciais, questionando, principalmente: (i) os encargos tarifários cobrados nas faturas relativas ao uso do sistema de distribuição por autoprodutor; (ii) alegada violação de metas de indicadores de continuidade no fornecimento de energia elétrica; e (iii) a majoração tarifária ocorrida durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal denominado ‘Plano Cruzado’, em 1986. O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$ 293 milhões (R\$ 280 milhões em 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$ 52 milhões (R\$ 36 em 31 de dezembro de 2019) foram provisionados, sendo esta a estimativa dos recursos provavelmente necessários para liquidar estas discussões.

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 subcategoria de Tarifa Residencial de Baixa Renda, e também solicitar que a CEMIG D pague 200% da quantia alegadamente paga em excesso pelos clientes nessa subcategoria. 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 2020, o valor envolvido neste processo era de aproximadamente R\$ 357 milhões. A chance de perda foi classificada como ‘possível’, devido à existência de outros julgamentos, tanto no judiciário quanto na esfera administrativa, que são favoráveis ao argumento apresentado pela CEMIG D.

Impostos e demais contribuições

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em várias ações judiciais que contestam a aplicabilidade do Imposto Territorial Urbano (IPTU) em imóveis destinados a concessões de serviços públicos. 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 ocasionar um precedente global, será aplicado às demais ações judiciais envolvendo a mesma questão. Em 31 de dezembro de 2020 o valor envolvido nestas ações para os quais a chance de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizou aproximadamente R\$ 4 milhões, e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram aproximadamente R\$ 81 milhões.

Em 2006, a CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D adiantaram fundos a alguns de seus funcionários em troca de seus direitos a pagamentos futuros, referidos como ‘Anuênio’. Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social referente a esses pagamentos foi coletado, uma vez que o nosso entendimento é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo que tem como fim a cobrança dos tributos associados a tais pagamentos. Para evitar o risco de imposição de multas, nós ingressamos com dois mandados de segurança, os quais 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 2020, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 295 milhões, e avaliamos a chance de perda como ‘possível’, tendo em vista a natureza de indenização dos adiantamentos feitos 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 sobre 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, impetramos 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, declarando a não incidência da contribuição previdenciária sobre os pagamentos realizados aos funcionários a título de participação nos lucros, mantendo, entretanto, a incidência do tributo em relação aos pagamentos da PLR feitos aos nossos diretores. Apelamos à decisão e, em 23 de agosto de 2019, o TRF da primeira região emitiu uma decisão que dá a aprovação parcial para declarar a caducidade dos créditos fiscais relacionados com acontecimentos tributáveis que ocorreram até agosto de 2001, mas negando os outros pedidos. Como resultado dessa decisão, em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nesta ação foi avaliado em aproximadamente R\$ 139 milhões, e avaliamos a chance de perda como ‘provável’.

Além do processo mencionado acima, a Receita Federal instaurou outros processos administrativos contra a CEMIG, a CEMIG GT, a CEMIG D e a Rosal Energia S.A., relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: Participação nos Lucros e Resultados; o Programa de Alimentação do Trabalhador (PAT); auxílio-educação; bônus por tempo de serviço; pagamentos adicionais especiais de aposentadoria; tributos com exigibilidade suspensa; pagamentos de hora extra; adicionais de periculosidade; questões relacionadas a programas de apoio a trabalhadores Sest e Senat; doações; patrocínios; e multas por descumprimento de obrigação acessória. Apresentamos as defesas e aguardamos o julgamento. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nessas ações foi de aproximadamente R\$ 1,5 bilhão. Em decorrência da decisão do TRF da 1ª Região mencionada acima, os valores cuja probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizaram aproximadamente R\$ 1,137 bilhão; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram aproximadamente R\$ 354 milhões.

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 2020, o valor envolvido nessas ações era avaliado em aproximadamente R\$ 425 milhões e a chance de perda avaliada como ‘possível’. Os avisos de infração relativos à Contribuição Social (CSLL) se devem, em especial, às empresas terem excluído, de sua base de cálculo declarada para esse tributo, valores relacionados a: (i) doações e patrocínios culturais e artísticos; (ii) pagamentos de multas punitivas; (iii) tributos com exigibilidade suspensa; e (iv) despesas com amortização de ágio, uma vez que não há previsão legal sustentando a tributação dos valores informados nesta rubrica. Os autos de infração referentes ao imposto de renda de pessoa jurídica devem-se ao fato de que, no cálculo do Lucro Real, as empresas consideraram como despesa os valores gastos em inovação tecnológica, nos termos da Lei 11196/05. O Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTI), que inicialmente, devido à falta de informações, não havia reconhecido essa categorização legal de tais valores, está revendo suas opiniões jurídicas agora que está 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) supostamente 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% da Lepsa LLC (empresa com sede em Delaware, EUA). A Lepsa LLC também era 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 (que tem apenas ações ordinárias). Após certas operações, a Parati tornou-se a titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A. (‘Lepsa’), que, por sua vez, foi titular de aproximadamente 13,03% do capital total e votante da Light. Após sucessivas transações societárias, a Parati foi incorporada pela CEMIG, a qual, conseqüentemente, assumiu sua posição neste processo. Em 2 de maio de 2016, o Departamento de Julgamento Delegado da Receita Federal do Brasil decidiu sobre a impugnação apresentada pela Parati e pela CEMIG: manteve o lançamento do crédito tributário contra a Parati, e em relação à CEMIG, manteve o princípio de responsabilidade solidária. As empresas então apelaram, e o Apelo Voluntário está pendente de julgamento pela CARF. Em 31 de dezembro de 2020, a quantia reclamada neste caso totalizava aproximadamente R\$ 234 milhões. A chance de perda foi avaliada como ‘possível’, principalmente devido às seguintes questões de fato: (i) quanto à questão da simulação, a situação neste caso específico é mais favorável do que nos precedentes que se encontram na jurisprudência. Se afastada a alegação de simulação, entendemos que não haverá base legal para a cobrança; (ii) quanto ao mérito, por se tratar de operação muito específica não existem precedentes similares; (iii) no que diz respeito à multa, valem as mesmas observações quanto à singularidade deste 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 Imposto de Pessoa Jurídica (DIPJs), além de pagamentos a maior, identificados pelas DARFs e/ou DCTFs,

envolvendo os tributos IRPJ, CSLL, PIS e Cofins. As companhias estão contestando a não ratificação pelas autoridades dessas compensações, e as tentativas pelo fisco federal de recuperar dos valores desses impostos a serem compensados. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nos processos, cuja chance de perda foi avaliada como ‘possível’, totalizava aproximadamente R\$ 203 milhões.

A Companhia e suas controladas são partes em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, onde são discutidos, dentre outros, assuntos relativos aos seguintes impostos e contribuições: o Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural (ITR); o Imposto sobre Transmissão Causa Mortis e Doação de Quaisquer Bens ou Direitos (ITCD); o Programa de Integração Social (PIS); a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins); o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ); a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); e embargos à execução fiscal. Em 31 de dezembro de 2010 os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como ‘provável’ totalizaram aproximadamente R\$ 14 milhões; e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como ‘possível’ totalizaram aproximadamente R\$ 152 milhões.

Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços – ICMS

De dezembro de 2019 a novembro de 2020, a Secretaria da Fazenda de Minas Gerais lavrou autos de infração contra a controlada Gasmig, no valor total de R\$ 55 milhões, relativamente à redução da base de cálculo do ICMS na venda de gás natural aos seus consumidores no período de dezembro de 2014 até dezembro de 2016, alegando divergência entre a fórmula de cálculo utilizada pela controlada e o entendimento do fisco. As ações envolvem: principal de R\$ 17 milhões, multas de R\$ 27 milhões e juros de R\$ 11 milhões.

Tendo em vista que o estado de Minas Gerais, ao longo de mais de 25 anos, nunca apresentou alegações contra a metodologia de cálculo da Companhia, os administradores, em conjunto com seus assessores jurídicos, entendem haver defesa nos termos do artigo 100, III do Código Tributário Nacional, que dispensa a cobrança de multas e juros; sendo ‘remota’ a contingência de perda vinculada a estes valores. Em relação ao argumento da diferença entre o valor do ICMS apurado pela Gasmig e a nova interpretação do fisco estadual, a probabilidade de perda foi considerada ‘possível’. Em 31 de dezembro de 2020 o valor da contingência do período referente às regras de prescrição é de R\$ 107 milhões.

Contratos

A CEMIG D é parte em disputas judiciais envolvendo reivindicações de reequilíbrio de contratos para implementar parte do programa de eletrificação rural conhecido como *Luz Para Todos*. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 356 milhões. Os valores para os quais a chance de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizaram aproximadamente R\$ 1 milhão; e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram aproximadamente R\$ 355 milhões.

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). Em junho de 2018, a Unidade Técnica do Tribunal e o Ministério Público de Contas opinaram pela improcedência da Representação. Foram acolhidos os argumentos principais apresentados pela CEMIG. O processo está concluso ao Relator e será incluído em pauta de julgamento para deliberação do colegiado. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nesta ação era de aproximadamente R\$ 448 milhões, e a chances de perda foi avaliada como ‘possível’.

Obrigações sob as leis trabalhistas

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em diversas ações trabalhistas movidas por seus funcionários e por funcionários de empresas que lhes prestam serviços. Essas ações se referem na sua maior parte a horas extras, adicionais, verbas rescisórias, benefícios diversos, ajustes salariais, reflexos destes em plano de aposentadoria complementar, e ao uso de mão-de-obra terceirizada. 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 2020, o valor dos pleitos com chance de perda ‘provável’ era de, aproximadamente, R\$ 427 milhões; e o valor dos pleitos com chance de perda ‘possível’, de R\$ 959 milhões.

Alteração do índice de atualização monetária das ações trabalhistas

O Tribunal Superior do Trabalho (TST), considerando posição adotada pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em duas ações diretas de inconstitucionalidade que tratavam do índice de correção monetária de precatórios federais, decidiu, CEMIG 20F ano 2020

em 04 de agosto de 2015, que nos processos trabalhistas em aberto que discutissem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009 os créditos trabalhistas deveriam ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), em substituição à Taxa Referencial (TR). Em 16 de outubro de 2015, foi publicada liminar concedida pelo STF que suspendeu os efeitos da decisão do TST, por entender que é competência exclusiva do STF apreciar matérias de significância geral constitucional. Em acórdão publicado em 1º de novembro de 2018, o TST decidiu que o IPCA-E deverá ser adotado como índice de atualização dos débitos trabalhistas para os processos abertos no período de 25 de março de 2015 a 10 de novembro de 2017, permanecendo a utilização da TR para os demais períodos.

Porém, em dezembro de 2020, o Supremo Tribunal Federal, com o objetivo de encerrar a discussão em torno do tema que envolve o índice de atualização das reclamações trabalhistas, proferiu sentença parcial favorável a duas ações de declaração de constitucionalidade, decidindo pela inconstitucionalidade da Taxa Referencial (TR) e determinou que a atualização monetária incidente sobre obrigações trabalhistas deve ser feita pela variação do IPCA-E até a fase de notificação em ação judicial e, a partir daí, pela aplicação da taxa Selic. Os efeitos desta decisão foram modulados da seguinte forma: (a) os pagamentos já efetuados no prazo e da forma adequada, com aplicação da TR, do IPCA-E ou de qualquer outro indexador, permanecerão válidos e não poderão ser objeto de nova contestação; (b) as ações em andamento que se encontram em fase de instrução, deverão ser objeto de aplicação retroativa da Taxa Selic, sob pena de futura alegação de inexigibilidade de título judicial com base em interpretação contrária à posição do Supremo Tribunal Federal; e (c) a decisão é automaticamente aplicável às ações cuja decisão transitada em julgado seja irrecorrível, desde que não haja manifestação expressa quanto aos índices de atualização monetária e taxas de juros; e isto também se aplica aos casos de omissão expressa, ou simples consideração de seguir os critérios legais.

Questões ambientais

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais (MPMG) e outras partes iniciaram Ações Cíveis Públicas contra a CEMIG, CEMIG GT e CEMIG D visando compeli-las a investirem ao menos 0,5% do valor total da receita operacional desde 1997 na proteção e preservação ambiental dos lençóis freáticos dos municípios onde estão localizadas as suas usinas hidrelétricas, e a indenizar o Estado de Minas Gerais, proporcionalmente, por danos ambientais supostamente causados, em decorrência de omissão no cumprimento da Lei Mineira 12503/97. 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 recorreram junto ao STJ e ao STF, uma vez que as ações envolvem legislação federal e questões constitucionais. Em 9 de fevereiro de 2015, o STF reconheceu a repercussão geral do litígio. Em maio de 2020, foi encerrado o julgamento virtual do STF, que, por maioria, considerando o Tema 774 de repercussão geral, deu provimento ao recurso extraordinário, considerando a inconstitucionalidade da Lei Estadual 12.503/1997, por constituir intervenção indevida do Estado no contrato de concessão da exploração do aproveitamento energético de cursos d'água, atividade da competência da União, nos termos do Art. 21, XII, 'b', da Constituição Federal. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nessas ações totalizava aproximadamente R\$ 186 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 2020, o valor total das ações com chances de perda avaliadas como 'prováveis' era aproximadamente R\$ 131,400; e o das ações com chances de perda avaliadas como 'possíveis' era de aproximadamente R\$ 165 milhões. Esses processos também incluem outras ações cíveis públicas, nas quais os valores envolvidos não podem ser apurados com precisão, em nossa opinião, tendo em vista que a maioria dessas ações está relacionada a supostos 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 cíveis públicos se referem a direitos coletivos, ações individuais podem ser ajuizadas visando reparações ou danos provenientes de decisões judiciais proferidas nas ações cíveis.

Danos materiais e Responsabilidade civil

A CEMIG, a CEMIG GT e a CEMIG D são partes em diversos processos judiciais, principalmente como réus, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2020, o valor total de tais ações com chances de perda avaliadas como 'prováveis' era aproximadamente R\$ 41 milhões; e o das ações com chances de perda avaliadas como 'possíveis' era de aproximadamente R\$ 448 milhões.

Outros litígios

A Companhia e suas subsidiárias estão envolvidas como autor ou réu, em outras reivindicações menos significativas, relacionadas ao curso normal de suas operações, incluindo: prestação de serviço de limpeza em faixas de linhas de transmissão e aceiros, indenizações por rescisão de contratos, em menor escala, e contenciosos alegando prejuízos sofridos em decorrência de supostas violações de contrato no momento da prestação dos serviços de limpeza de vias de transmissão e aceiros. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizou aproximadamente R\$ 591 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizou aproximadamente R\$ 54 milhões.

Reclamações de clientes

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em diversas ações cíveis relativas à indenização por danos morais e materiais, decorrentes, principalmente, de alegações de irregularidade na medição do consumo e de pleitos de cobrança indevida, no curso normal dos negócios. Em 31 de dezembro de 2020, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizou aproximadamente R\$ 119 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizou aproximadamente R\$ 22 milhões.

Renova: Pedido de desconsideração da personalidade jurídica

Determinado fundo de investimento em direitos creditórios entrou com pedido de Incidente de Desconsideração da Personalidade Jurídica (‘IDPJ’) de determinadas empresas do grupo Renova, objetivando a inclusão de alguns acionistas da Renova, dentre os quais a Companhia e a sua controlada CEMIG GT, no polo passivo do cumprimento de sentença, de forma a responderem solidariamente. O valor envolvido nesta disputa foi estimado em R\$ 76 milhões em 31 de dezembro de 2020. A possibilidade de perda foi avaliada como ‘possível’.

Política de dividendos, e pagamentos

Dividendos obrigatórios – prioridade e valor dos dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, somos obrigados a pagar aos nossos acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, de acordo com a Lei 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; ou
- Os dividendos relacionados às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

A Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2018 aprovou o pagamento de dividendos referentes ao ano de 2017, de R\$ 486 milhões, para detentores de ações preferenciais e R\$ 15 milhões para detentores de ações ordinárias. O pagamento dos dividendos foi realizado em parcela única em 30 de dezembro de 2018.

Em 18 de dezembro de 2018, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 210 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2018, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 21 de dezembro de 2018. Esse valor foi pago em duas parcelas, a primeira em 28 de junho de 2019 e a segunda em 27 de dezembro de 2019. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária realizada em 3 de maio de 2019 o pagamento de dividendos para o ano de 2018 de R\$ 437 milhões aos detentores de ações preferenciais, e R\$ 220 milhões aos detentores de ações ordinárias. O pagamento dos dividendos foi realizado em parcela única em 27 de dezembro de 2019.

Em 18 de dezembro de 2019, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 400 milhões, em virtude do montante do dividendo mínimo obrigatório para 2019, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 23 de dezembro de 2019. Esse valor foi pago em duas parcelas, a primeira em 30 de junho de 2020 e a segunda em 30 de dezembro de 2020. O Conselho de

Administração deliberou propor à Assembleia Geral Ordinária (AGO) a ser realizada em 31 de julho de 2020 o pagamento de dividendos do exercício de 2019 no valor de R\$ 364 milhões, aos titulares cujos nomes constam do Registro Nominal de Ações da Companhia na data da AGO. O pagamento dos dividendos foi realizado em parcela única em 30 de dezembro de 2020.

Em 22 de setembro e em 23 de dezembro de 2020, a Companhia declarou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 553 milhões, por conta do valor do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes constam do Registro da Ação Nominal da Companhia em 30 de dezembro de 2020. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 30 de dezembro de 2021. O Conselho de Administração deliberou propor à Assembleia Geral Ordinária (AGO) a ser realizada em 30 de abril de 2021 Pagamento de dividendos relativos ao ano de 2020 de R\$ 929 milhões, aos titulares cujos nomes constam no Registro Nominal de Ações da Companhia na data da AGO. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 30 de dezembro de 2021.

Reserva de lucros a realizar: O artigo 197 da Lei das Sociedades por Ações (Lei 6404/76) permite à Companhia pagar o dividendo obrigatório, calculado na forma do Estatuto Social, até o valor da parcela realizada do lucro líquido do exercício (recebida em dinheiro). O valor excedente entre o valor do dividendo obrigatório e os dividendos que efetivamente serão pagos foi registrado na rubrica *Reserva de lucros a realizar*.

Em 2020, a Companhia apresentou uma participação líquida positiva no lucro das subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas de R\$ 2.704 milhões, que pode ser considerada uma parcela não realizada do lucro líquido do exercício, de acordo com a legislação societária brasileira. A participação nos lucros das controladas e controladas em conjunto pode não ser realizada em 2021, o que significa que pode não ser convertida em caixa, considerando o cenário macroeconômico e o fato de que os impactos da pandemia de Covid-19 nos fluxos de caixa e resultados financeiros das investidas podem continuar em 2021.

Diante do lucro realizado do exercício, conforme exposto acima, a Administração propôs que seja mantida a constituição de reserva de lucros a realizar com saldo no valor de R\$ 835 milhões, considerando a reversão da reserva constituída em 2019 e a nova constituição do mesmo montante em 2020.

Os valores da reserva de lucros a realizar só podem ser usados para pagar dividendos obrigatórios. Assim, quando a Companhia realizar esses lucros em dinheiro, deve distribuir os dividendos correspondentes no período subsequente, após compensar os eventuais prejuízos nos anos subsequentes.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do Conselho de Administração, de acordo com o mesmo prazo.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração 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 poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intermediário tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores disponíveis para distribuição

O valor disponível para a distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

Os dividendos obrigatórios são calculados com base no *lucro líquido ajustado*, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) dos 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 afiliadas 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 da 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 Capital Próprio

As empresas brasileiras estão autorizadas a distribuir dividendos sob a forma de despesa de juros nocionais (denominado ‘Juros Sobre Capital Próprio’) dedutíveis do patrimônio líquido, de acordo com a Lei 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 TJLP 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 para a Contribuição Social 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 Capital Próprio 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.

A parcela dos dividendos e Juros sobre Capital Próprio que excede o mínimo estabelecido nos estatutos da Companhia é reconhecida quando aprovados pelos acionistas na Assembleia Geral.

Câmbio

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 depreciou cerca de 22,61% em relação ao dólar norte-americano em 2020. Veja *Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados ao Brasil – O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio.*

Os dividendos relacionados às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital próprio fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Veja, em *Item 10, as seções: “Informações Adicionais – Tributação – Considerações sobre impostos brasileiros – 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 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 *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 de R\$) (2)	(em milhões de US\$) (3)	(em milhões de R\$) (2)	(em milhões de US\$) (3)
2018 (4)	290	75	577	149
2019 (5)	255	49	509	99
2020 (6)	496	88	986	176

- (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', para 2020 – com base no 16 de abril de 2021.
- (4) Em 18 de dezembro de 2018, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 210 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2018, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 21 de dezembro de 2018. Este valor foi pago em duas parcelas, a primeira até 28 de junho de 2019 e a segunda até 30 de dezembro de 2019. De acordo com a proposta das Assembleias Gerais Ordinárias e Extraordinárias de Acionistas realizadas em 3 de maio de 2019, a Companhia propôs pagamento de R\$ 437 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos titulares de ações preferenciais cujos nomes constam do Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia na data da realização da Assembleia Geral Ordinária (Anual). A Companhia também propôs o pagamento de R\$ 220 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO.
- (5) Em 18 de dezembro de 2019, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 400 milhões, em virtude do montante do dividendo mínimo obrigatório para 2019, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 23 de dezembro de 2019. Esse valor foi pago em duas parcelas, a primeira em 30 de junho de 2020 e a segunda em 30 de dezembro de 2020. Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 31 de julho de 2020, a Companhia propôs o pagamento de R\$ 364 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias e preferenciais que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO.
- (6) Em 22 de setembro de 2020, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 120 milhões, em virtude do montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 25 de setembro de 2020. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 30 de dezembro de 2021. Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 433 milhões, em virtude do montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registros de Ações Nominativas da Companhia em 30 de dezembro de 2020. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2021 e a segunda até 30 de dezembro de 2021. Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a ser realizada em 30 de abril de 2021, a Companhia propôs o pagamento de R\$ 929 milhões como dividendo mínimo obrigatório aos detentores de ações ordinárias e preferenciais que tiverem seus nomes inscritos no Livro de Registros de Ações Nominativas na data da realização da AGO.

Item 9. Detalhes sobre 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 2020, 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 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 beneficiários efetivos de ADSs de Ações Preferenciais evidenciados pelos ADRs emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de março de 2021, havia aproximadamente 227.670.421 ADSs preferenciais em circulação (cada uma representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 20,19% de nossas 1.011.082.312 ações preferenciais (sem considerar o efeito da capitalização de 116.243.122 ações preferenciais aprovada em 30 de abril).

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 2020 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 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 beneficiários efetivos de ADSs de ações ordinárias evidenciadas pelos ADRs emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de março de 2021, havia aproximadamente 2.587.491 ADSs ordinárias em circulação (cada uma representando uma

ação ordinária), representando 0,51% de nossas 507.670.289 ações ordinárias (sem considerar o efeito da capitalização de 58.366.345 ações ordinárias aprovada em 30 de abril). Os preços a seguir são líquidos de ganhos, incluindo dividendos:

Em 31 de dezembro de 2020, o preço de fechamento por ação preferencial na B3 foi de R\$ 14,27 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi de US\$ 2,82.

Em 31 de dezembro de 2020, o preço de fechamento por ação ordinária na B3 foi de R\$ 16,11 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi de US\$3,18.

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

Ano	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs preferenciais	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2016.....	9,08	3,94	3,03	0,98	8,26	3,43	2,63	0,86
2017.....	13,45	6,05	4,44	1,81	10,23	5,92	3,34	1,76
2018.....	15,03	5,97	4,26	1,54	13,86	6,09	3,56	1,58
2019.....	18,71	13,73	4,83	3,21	15,09	12,24	3,95	2,86
2020.....	16,33	7,10	4,06	1,37	14,61	7,25	3,40	1,24

Trimestre	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs preferenciais	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2019								
1° Trimestre.....	17,03	14,45	4,40	3,65	14,13	12,43	3,74	3,21
2° Trimestre.....	18,71	14,62	4,77	3,79	14,94	12,24	3,81	3,00
3° Trimestre.....	18,56	15,23	4,83	3,59	15,09	13,62	3,95	3,24
4° Trimestre.....	15,82	13,73	3,90	3,21	14,21	12,30	3,37	2,86
2020								
1.								
1° Trimestre.....	16,30	7,10	4,06	1,45	14,61	7,46	3,40	1,42
2° Trimestre.....	11,57	7,19	2,51	1,37	11,03	7,25	2,30	1,24
3° Trimestre.....	11,71	9,98	2,31	1,84	11,35	9,90	2,24	1,80
4° Trimestre.....	16,33	10,76	3,22	1,89	14,27	9,95	2,84	1,80

Mês	Ações Ordinárias		ADSs Ordinárias		Ações Preferenciais		ADSs Preferenciais	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
Outubro de 2020.....	12,18	10,76	2,19	1,89	10,78	9,95	1,99	1,80
Novembro de 2020.....	13,91	11,57	2,65	1,98	12,38	10,13	2,37	1,82
Dezembro de 2020.....	16,33	14,09	3,22	2,67	14,27	12,41	2,84	2,50
Janeiro de 2021.....	17,37	15,82	3,27	2,85	15,25	13,46	2,93	2,50
Fevereiro de 2021.....	16,92	14,50	3,17	2,57	14,42	11,96	2,67	2,11
Março de 2021.....	15,79	13,67	2,85	2,39	13,03	11,36	2,27	1,99
Abril de 2021 (até dia 26).....	15,80	15,26	2,90	2,77	13,50	12,51	2,43	2,13

* Fonte: Economática – preços líquidos, incluindo dividendos.

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 por ADS:

Registro de dividendos pagos para ações ordinárias e preferenciais e ADSs ordinárias e preferenciais

Ano	Deliberação	Data de registro Brasil	Data de pagamento Brasil	'Record date' NYSE	Data de pagamento NYSE
2018	30 de abril de 2018	30 de abril de 2018	28 de dezembro de 2018	3 de maio de 2018	8 de janeiro de 2019
2019	3 de maio de 2019	3 de maio de 2019	26 de dezembro de 2019	7 de maio de 2019	7 de janeiro de 2020
2020	31 de julho de 2020	31 de julho de 2020	30 de dezembro de 2020	14 de agosto de 2020	8 de janeiro de 2021

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 bolsa de valores de São Paulo ('B3 – Brasil, Bolsa, Balcão')

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na B3, a 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 10h às 17h; ou das 11h às 18h durante o horário de verão no Brasil. A B3 também permite a negociação a partir das 17h30min às 18h durante um período de negociação diferenciada chamado 'aftermarket', exceto durante o horário de verão. As negociações durante o *aftermarket* 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').

Para controlar melhor a volatilidade, a B3 adotou um sistema de 'disjuntor', no qual os pregões podem ser suspensos: (i) pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa 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; ou (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 pela violação do limite intra-diário. 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 possa ser negociada 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 um detentor não residente 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 4373/2014, 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 4373/2014 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 4373/2014 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 de Listagem 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; *Informações Trimestrais*, ou ITR, e o *Formulário de Referência*;
- Incluir, nas notas explicativas das nossas demonstrações financeiras trimestrais, 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 ou classe que ultrapasse 5% de cada tipo ou classe do capital social da Companhia, até o 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) divulgações de informações financeiras agendadas para o próximo exercício fiscal, sendo que 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, da 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 proximalmente 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) deveria 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 atos ou fatos relevantes

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 (em jornais ou em sites de notícias). 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 6385 promulgada em 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, conforme suas alterações e complementações, assim como pelas normativas da CVM, pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), e pelo Banco Central, que tem, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de firmas de corretagem, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio. Essas leis e regulamentos estipulam, entre outras: exigências de divulgação de informações aplicáveis a emissores de valores mobiliários negociados: proteção aos acionistas não controladores; e penalidades criminais para operações com informações privilegiadas (*insider trading*) e manipulação de preços. Eles também estipulam o licenciamento e a supervisão de corretoras e a governança da bolsa de valores brasileira.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, uma companhia ou é pública, ‘companhia de capital aberto’, como a CEMIG, ou é de capital fechado. Todas as empresas de capital aberto, incluindo 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 por particulares, sujeitas a certas limitações, entre indivíduos para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atue 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, com base, entre outros motivos, na convicção de que a companhia prestou informações inadequadas no tocante a 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 para os quais uma instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária. Nenhum requerimento especial, além do registro na CVM, é necessário para que títulos de uma companhia de capital aberto possam ser negociados nesse 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 Preferenciais permutar suas ADSs Preferenciais por ações preferenciais, ou um detentor de ADSs Ordinárias permutar suas ADSs Ordinárias por ações ordinárias, o investidor deverá requerer registro nos termos da Resolução do Conselho Monetário Nacional 4373, de 29 de setembro de 2014, a qual regula o investimento de investidores estrangeiros em mercados brasileiros financeiros e de títulos. Veja *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:

- 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;
- 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 com ou que contribua para a empresa, e qualquer reestruturação societária realizada entre empresas relacionadas;

- Obrigar o diretor de relações com investidores, acionistas controladores, outros executivos, diretores, membros do conselho fiscal e outros conselhos consultivos a divulgar fatos relevantes;
- Exigem a divulgação simultânea de fatos relevantes a todos os mercados que admitem a negociação de tais valores mobiliários da empresa;
- 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;
- Estabelecer regras relativas às exigências de divulgação na aquisição e alienação de uma participação acionária relevante; e
- Restringir o uso de informações privilegiadas.

Item 10. Informações adicionais

Sistema de *compliance* e governança corporativa da CEMIG

A CEMIG busca manter seu sistema de *compliance* e governança corporativa alinhado às melhores práticas de mercado. Nos últimos anos, a Companhia vem aprimorando seu sistema de governança. Isso agora inclui todas as exigências especificadas na Lei Federal 13303/16 (a ‘Lei das Estatais’). De acordo com a Lei Federal 13303/16, todas as empresas estatais, sociedades de economia mista, bem como suas subsidiárias, devem cumprir novas normas de governança corporativa, contratação de terceiros e licitações públicas.

A CEMIG passou a incluir as seguintes práticas de boa governança e conformidade exigidas por esta legislação:

1. O Conselho de Administração é responsável por assegurar a implementação e supervisão de nossos sistemas de gestão de riscos e controles internos.
2. No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros do Conselho de Administração devem ser independentes.
3. Possuímos um Comitê de Auditoria.
4. O Diretor-Presidente tem a responsabilidade de dirigir a conformidade (*Compliance*) e a gestão de riscos corporativos.
5. Anualmente, os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e os membros dos comitês estatutários serão submetidos à avaliação de desempenho individual e coletiva.
6. O chefe da Unidade de Auditoria Interna só pode ser nomeado e destituído pelo Conselho de Administração, em ambos os casos apenas com a devida justificação, e deve ser escolhido entre os colaboradores de carreira da Companhia.
7. Adequação da Companhia à Lei Geral de Proteção de Dados – LGPD, com uma estrutura dedicada ao tema e designação de um Executivo com Responsabilidade para Proteção de Dados.

Além de adotar boas práticas de governança corporativa e *compliance*, a CEMIG possui um grupo de Políticas que estabelecem diretrizes para temas relacionados. Estas Políticas da CEMIG incluem:

A *Política Antifraude*; a *Política de Transações com Partes Relacionadas*; a *Política de Indicações e Elegibilidade*; a *Política de Governança e Gestão para Investidas Não Controladas*; a *Política de Conflito de Interesses*; a *Política de Privacidade de Dados para Clientes e para o Público*; a *Política de Privacidade de Dados para Funcionários, Fornecedores e Prestadores de Serviços*; e a *Política de Compliance e Gerenciamento de Riscos Corporativos*.

A Política de Compliance da CEMIG representa a consolidação das diretrizes que visam garantir o compromisso da Companhia com a adoção de um alto padrão de integridade e de conformidade normativa e legal na condução de seus negócios. O compromisso da Companhia com o conceito e princípio de *Integridade* é um de seus Valores, aprovados pelo Conselho de Administração. A seguir estão os objetivos da *Política de Compliance* da CEMIG:

- Promover uma cultura organizacional que incentive a conduta ética e o compromisso com as melhores práticas de *compliance* e o cumprimento de Normas Internas e Externas (uma ‘cultura de compliance’).

- Prevenir, detectar e responder a falhas no cumprimento de normas internas e externas da CEMIG e quaisquer desvios de conduta.
- Concentrar-se na mitigação de riscos de Compliance priorizados pela Companhia.

Estabelecer as diretrizes e meios para alcançar estes objetivos, incluindo, entre outros assuntos: o papel da Alta Administração e da liderança da Companhia; a manutenção de normas e procedimentos documentados; a realização de treinamentos em comunicação; a implantação de controles internos; e a disponibilidade de canais para consultas e denúncias.

No âmbito das ações anticorrupção, a Companhia tem os seus riscos mais significativos relacionados à fraude e corrupção mapeados, documentados e aprovados pela Alta Administração. Nesse processo de mapeamento, são estimadas as probabilidades de materialização dos riscos, de acordo com suas causas e a gravidade das consequências se ocorrerem, e mapeados os controles internos e as medidas relacionadas à mitigação de cada risco.

Três áreas – *Compliance*; *Gestão de Riscos e Controles Internos*; e de *Privacidade e Proteção de Dados* – são responsáveis por coordenar os respectivos processos na Companhia e dar suporte às pessoas responsáveis por cada área de riscos e controles. A unidade de *Auditoria Interna* é responsável por verificar periodicamente a conformidade e efetividade do funcionamento dos sistemas de controles internos, *compliance* e gestão de riscos da Companhia, incluindo os riscos e controles relacionados à prevenção e combate à corrupção.

A CEMIG mantém, em sua intranet corporativa, permanentemente disponível a todos os empregados, um conjunto de normas e procedimentos que orientam a conduta adequada dos empregados na gestão de processos e execução de todas as suas atividades.

A Companhia dispõe, ainda, do seu *Canal de Denúncias Anônimas*, a *Ouvidoria* e a *Comissão de Ética*, acessíveis para interações com seu público interno e externo, os quais realizam o registro e tratamento de eventuais irregularidades ou dilemas éticos com relação às operações.

Temas relacionados a *Compliance* são continuamente abordados através dos meios internos de comunicação e treinamentos da Companhia. Utilizamos, para essas ações, diversos canais internos, tais como: e-mail, intranet, o *Canal de Liderança*, banners e WhatsApp. Em 2020, com os impactos da pandemia no ambiente de trabalho, os meios virtuais foram ferramentas extremamente relevantes para o incremento das comunicações internas. Abordamos diversos temas através artigos, textos e vídeos com o intuito de levar a todos da Companhia conteúdos de grande relevância sobre cultura de integridade e conformidade. As *Políticas e Procedimentos* internos também foram amplamente divulgados por meio desses canais mencionados.

Periodicamente, são disponibilizados treinamentos de compliance aos colaboradores da Companhia. Em 2020, foram realizados cursos de capacitação sobre *Assédio Moral e Sexual no Trabalho e Prevenção à Fraude e Corrupção*. Além disso, todos os funcionários devem receber obrigatoriamente o treinamento sobre o Código de Conduta da CEMIG, todos os anos.

Nos anos de 2019 e 2020 a CEMIG realizou a sua *Pesquisa sobre Maturidade em Compliance*. Foi objetivo desse levantamento avaliar os níveis de conhecimento sobre o que é compliance, sobre a *Política de Compliance* da CEMIG, a adesão aos nossos valores (cultura), assim como a percepção dos empregados quanto aos procedimentos de prevenção, detecção e resposta vigentes. Todas essas dimensões, em seu conjunto, expressam a maturidade do *compliance* no âmbito da Companhia. Os dados da pesquisa nos mostram que existe atenção e comprometimento dos empregados com relação à cultura e comportamento em termos de *compliance*, bem como o reconhecimento da sua importância, e um crescente interesse pelo assunto.

Por fim, ressaltamos que a CEMIG é signatária do Pacto Global das Nações Unidas, cujo Princípio nº 10 é: “Trabalhar contra a corrupção em todas as suas formas, incluindo extorsão e suborno”; e do *Pacto dos Empresários pela Integridade e Contra a Corrupção*, organizado pelo *Instituto Ethos* do Brasil.

Documentos de constituição da Companhia

O 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: 7968077. Abaixo apresentamos um breve resumo de algumas estipulações relevantes de (i) nosso estatuto social, conforme alterado pela nossa Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária em 31 de julho de 2020, e (ii) a Lei das Sociedades por Ações. A descrição do nosso

Estatuto Social aqui especificado não pretende ser completa e deve ser lida com referência ao Estatuto em si, que se encontra arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º do seu Estatuto Social, a CEMIG foi constituída com quatro principais objetivos:

- i. Construir, operar e explorar comercialmente 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 serviços de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e
- iv. Exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social, incluindo o desenvolvimento, a exploração de sistemas de telecomunicação, de informação, a pesquisa e o desenvolvimento tecnológicos e a inovação.

Ações preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a receber pagamento de dividendo mínimo no valor de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do valor patrimonial líquido correspondente a cada ação preferencial, o que for maior. Os detentores de nossas ações preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência caso decidimos reembolsar ações. As ações preferenciais não conferem a seu titular direito de voto nas Assembleias Gerais.

Subscrição de ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá em qualquer circunstância manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei 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 decide a questão.

O artigo 172 da Lei 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 aquisição de 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 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 de acionistas são realizadas para os fins previstos por lei, especificamente na Lei das S.A. Realizam-se nos primeiros quatro meses após o encerramento do exercício social e são convocados com antecedência

mínima de 15 dias. A Lei das Sociedades por Ações também especifica que as seguintes decisões podem ser tomadas apenas pela Assembleia Geral de Acionistas:

- Alterar o estatuto;
- Eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros da administração ou do comitê ou conselho fiscal da sociedade, observado o disposto no inciso II do Artigo 142 da Lei das Sociedades por Ações.
- Anualmente, receber as contas dos administradores e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;
- Autorizar a emissão de debêntures;
- Suspender o exercício dos direitos dos acionistas;
- Deliberar sobre a avaliação de bens ou ativos que um acionista subscreve para a formação do capital social;
- Autorizar a emissão de ‘Partes Beneficiárias’;
- Deliberar sobre transformação, fusão, incorporação ou cisão da sociedade ou pela sociedade, sua dissolução ou liquidação; eleger ou destituir liquidatários e deliberar sobre suas contas; e
- Autorizar os administradores a abrir a falência ou a pedir *concordata*.

Como regra geral, para aprovação ou ratificação de qualquer medida proposta é exigida uma votação a favor por acionistas que representem pelo menos a maioria das ações ordinárias em circulação, presentes pessoalmente ou representados por procuradores, numa Assembleia Geral de Acionistas. As abstenções não são contadas. No entanto, um voto afirmativo dos acionistas que representam a maioria do capital social em circulação é necessário para qualquer decisão que:

- Crie ações preferenciais ou aumentem uma classe existente de ações preferenciais de forma não proporcional em relação às outras classes de ações, a menos que a medida seja especificada ou autorizada pelo estatuto;
- Modifique uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais; ou criar nova classe com prerrogativas maiores que as das classes existentes de ações preferenciais;
- Reduz o percentual dos dividendos obrigatórios;
- Realize qualquer alteração aos objetos corporativos da Companhia;
- Realize qualquer operação de absorção ou fusão da sociedade com qualquer outra sociedade;
- Efetue a cisão de parte dos ativos ou passivos da Companhia;
- Aprovar nossa participação em um grupo de sociedades;
- Requeira o cancelamento do estado de liquidação;
- Aprove a dissolução da Companhia;
- Aprove a criação de partes beneficiárias; e/ou
- Aprove a absorção de todas as nossas ações por outra companhia de forma a nos colocar como uma subsidiária integral desta outra companhia.

Os acionistas podem ser representados em uma Assembleia Geral de Acionistas por uma pessoa que detém uma procuração outorgada não mais de um ano antes da data da assembleia. Para estar habilitado a representar um acionista em Assembleia Geral, o procurador deverá ser um acionista, ou um dos diretores da Companhia, um membro do Conselho de Administração ou um advogado. Para uma sociedade aberta, como a CEMIG, o detentor da procuração 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 convocar nossas Assembleias Gerais como ato de rotina. As Assembleias Gerais de Acionistas também podem ser convocadas:

- Pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração omita a convocação da Assembleia Geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tenha sido solicitado, nos termos da legislação aplicável, ou a Assembleia Geral a qualquer momento, caso assuntos graves e urgentes afetem a Companhia;
- Por qualquer acionista, sempre que o Conselho de Administração omitir convocar a Assembleia Geral de acionistas no prazo de 60 dias a partir da data em que isso lhe tenha sido solicitado, de acordo com a Lei das S.A. ou com nossos estatutos;
- Por acionistas titulares de, pelo menos, 5% do capital social, na hipótese de o Conselho de Administração se omitir de convocar a Assembleia Geral no prazo de 8 dias corridos a contar da data de recebimento de pedido de convocação de Assembleia Geral por parte desses acionistas, com indicação dos assuntos a serem discutidos; ou,

- Por quaisquer detentores de pelo menos 5% de nossas ações com direito a voto ou 5% dos acionistas sem direito a voto, se nosso Conselho de Administração deixar de convocar a Assembleia Geral de Acionistas no prazo de 8 dias corridos a partir do recebimento de um pedido dos referidos acionistas para instalar o Conselho Fiscal.

Procedimento de votação à distância

Em conformidade com a Instrução No. 561 da CVM, é obrigatório que se disponibilize um procedimento de votação à distância – um sistema de voto remoto – para Assembleias Gerais Ordinárias (Anuais) de Acionistas e para Assembleias Gerais Extraordinárias de Acionistas realizadas para eleger membros do Conselho de Administração ou o 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 adotou o dispositivo de voto à distância.

O Conselho de Administração

Nosso estatuto social exige que nosso Conselho de Administração tenha nove membros; e que um conselheiro seja designado Presidente e outro, Vice-Presidente.

Cabe ao nosso Conselho de Administração, entre outras funções:

- Fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- Eleger, destituir e avaliar os Diretores da Companhia, nos termos da legislação aplicável, observada a legislação aplicável e o Estatuto Social;
- Aprovar a política de transações com partes relacionadas;
- Deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre a alienação ou a constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG;
- deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre os projetos de investimento da 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 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG, incluindo injeções de capital em subsidiárias integrais ou outras ou coligadas ou consórcio no qual Companhia participe;
- Convocar a Assembleia Geral;
- Fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, 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 Companhia;
- Escolher e destituir os auditores independentes da Companhia, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas, ouvido o Conselho Fiscal;
- Autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a instauração de processo administrativo de licitação, de dispensa ou de inexigibilidade de licitação ou da inaplicabilidade do dever de licitar, e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG ou acima de R\$ 100.000.000,00, corrigidos anualmente pelo IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo, se positivo;
- Autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor igual ou superior a 1% (um por cento) do patrimônio líquido da CEMIG;
- Autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para a captação de recursos, na forma de debêntures não conversíveis, notas promissórias, *commercial paper* e outros;
- Aprovar a Estratégia de Longo Prazo, o Plano de Negócios Plurianual 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, inclusive concessão de benefícios e acordos coletivos de trabalho, ressalvada a competência da Assembleia Geral e observado o Orçamento Anual;

- Autorizar o exercício de direito de preferência e direitos em conformidade com acordos de acionistas ou acordos de votação em subsidiárias integrais ou outras, ou coligadas, e nos consórcios nos quais a Companhia participa, com exceção dos casos das subsidiárias integrais CEMIG Distribuição S.A. e CEMIG Geração e Transmissão S.A., sendo que no caso destas empresas a Assembleia Geral de Acionistas tem a competência para deliberar sobre essas questões;
- Aprovar a participação no capital acionário, e a constituição ou extinção de qualquer companhia, empreendimento ou consórcio;
- Aprovar, na forma do seu Regimento Interno, a instituição de comitês auxiliares do Conselho de Administração – cujos pareceres ou deliberações não são condição necessária para deliberação das matérias no âmbito do Conselho de Administração;
- Acompanhar as atividades de auditoria interna;
- Discutir, aprovar e monitorar decisões que envolvam práticas de governança corporativa, relacionamento com partes interessadas, política de gestão de pessoas e código de conduta;
- Assegurar a implementação e supervisionar os sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e a mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, inclusive os riscos relacionados à integridade e segurança das informações contábeis e financeiras e à ocorrência de corrupção e fraude;
- Estabelecer política de divulgação de informações para mitigar o risco de contradição entre as diversas áreas e os administradores da Companhia;
- Manifestar-se sobre o aumento do quantitativo de pessoal próprio, a concessão de benefícios e vantagens, a revisão de planos de cargos, salários e carreiras, inclusive a alteração de valores pagos a título de remuneração de cargos comissionados ou de livre provimento, e remuneração de diretores;
- Nomear ou destituir, em ambos os casos somente com a devida justificativa, o titular da área de Auditoria Interna, escolhido dentre os empregados próprios de carreira;
- Eleger, na primeira reunião que se realizar após a Assembleia Geral Ordinária, os membros do Comitê de Auditoria e destituí-los, a qualquer tempo, pelo voto, justificado, da maioria absoluta dos membros do Conselho de Administração;
- Promover anualmente análise de cumprimento das metas e resultados na execução do Plano de Negócios Plurianual e da Estratégia de Longo Prazo, devendo publicar suas conclusões e informá-las à Assembleia Legislativa de Minas Gerais e ao Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais; e
- Aprovar as políticas complementares, inclusive a política de participações societárias, nos termos deste Estatuto Social.

Os limites financeiros para deliberações do Conselho de Administração, correspondentes a um percentual do patrimônio líquido da CEMIG, serão automaticamente adotados quando da aprovação das demonstrações financeiras de cada ano.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, membros de Conselhos de Administração 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 atuar dedicadamente na administração dos assuntos da companhia. Os membros do nosso Conselho de Administração e da Diretoria Executiva poderão ser responsabilizados por não cumprimento desses deveres para conosco e para com nossos acionistas e podem ser submetidos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou por nossos acionistas.

Não existem em nosso Estatuto Social disposições relativas: (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 nenhuma circunstância. Esses direitos de acionistas incluem:

- O direito de participar dos lucros sociais;
- O direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- O direito de fiscalizar nossa administração, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- O direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, ressalvadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social; e
- O 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 o acionista 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 desistir da sua participação acionária da companhia, e receber o pagamento da parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação. Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não são resgatáveis, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, de obter resgate se uma das seguintes decisões for feita em Assembleia Geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto:

- DE 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);
- De 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);
- De reduzir a distribuição obrigatória de dividendos (3);
- De alterar o objeto social da Companhia (4);
- De unificar-se ou consolidar-se com outra empresa, observadas as condições previstas na Lei das Sociedades por Ações (5);
- De transferir a totalidade das nossas ações a outra companhia a fim de tornar nossa companhia uma subsidiária integral daquela companhia, o que se conhece por *absorção* (6);
- De aprovar a aquisição do controle de outra sociedade por preço que exceda certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações (7);
- De efetuar cisão, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações (8);
- De transformar a companhia em outro tipo societário (9); ou
- De participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações e sujeito às condições nela 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 valor do acervo patrimonial cindido for vertido para uma sociedade cuja atividade preponderante coincida com a decorrente do objeto social da sociedade cindida; (b) redução do dividendo obrigatório; ou (c) participação em um 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 Itens (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 9457 de 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 a mais de 60 dias após 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 aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- O 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; o direito de exigir que os administradores da Companhia revelem:
 - 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;
 - As opções de compra de ações que a administração contratou ou exerceu no exercício anterior;
 - Os benefícios ou vantagens, indiretas ou complementares, que tenham recebido ou estejam recebendo da companhia e de sociedades coligadas, controladas ou do mesmo grupo;
 - As condições dos contratos de trabalho que tenham sido firmados pela companhia com os diretores e funcionários de alto nível; e/ou
 - Quaisquer atos ou fatos relevantes em relação às atividades da Companhia.
- O direito de exigir que membros do Conselho Fiscal forneçam informações sobre questões da sua esfera de 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.

Acionistas minoritários que detêm, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias são detidas por acionistas minoritários), e também detentores de nossas ações preferenciais têm 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 detenham (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito a 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 do Conselho de Administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da

totalidade do capital social terão direito de combinar suas participações para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração.

Alterações nos direitos dos acionistas – Deverá ser realizada uma Assembleia Geral sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe prejudicada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações preferenciais, tais como alterações nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização, poderão resultar no exercício de direitos de retirada pelos detentores de ações afetadas.

Atos que cancelam o registro da empresa para negociação – O cancelamento de nosso registro de companhia aberta deverá ser precedido por oferta pública por parte dos acionistas controladores ou da 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 das 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, 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 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. Os 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

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e seus regulamentos relacionados, os litígios entre acionistas estão sujeitos à arbitragem especificada nos estatutos. Nos termos da Cláusula 44 dos estatutos da CEMIG, a Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal se comprometem a resolver por meio de arbitragem, precedida de mediação, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) do B3 ou a Câmara de Mediação e Arbitragem da FGV, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles relacionada com ou decorrente, em particular, da aplicação, validade, eficácia, interpretação ou violação das disposições contidas na legislação e regulamentação aplicáveis, nos estatutos, nos acordos de acionistas arquivados na sede, as regras emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), ou as outras regras aplicáveis ao funcionamento dos mercados de capitais em geral, bem como as que constam do Regulamento de Nível 1 do B3. Sem prejuízo da validade desta cláusula arbitral, o requerimento de medidas de urgência, antes de constituído o tribunal arbitral, deverá ser remetido ao Poder Judiciário, por meio dos tribunais da Comarca de Belo Horizonte, Minas Gerais.

Contratos relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, veja *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 obtidos 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 para a conversão de pagamentos em moeda brasileira referentes às ações ordinárias subjacentes às nossas ADS e para remessas ao exterior dos recursos obtidos.

A Resolução 4.373/2014 do CMN de 29 de setembro de 2014 está plenamente em vigor desde 30 de março de 2015, e governa emissão de certificados de depósito – *Depositary Receipts* – em mercados estrangeiros referentes às ações de emissores brasileiros. A Resolução 4373/2014 do CMN, entre outros atos, revogou: a Resolução CMN 1.927/1992, de 18 de maio de 1992; a Resolução CMN 1.289/1987, de 20 de março de 1987; e a Resolução CMN 2689/2000, de 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 autorizada 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 4.131/1962, de 3 de setembro de 1962, conforme alterações, ou da Resolução CMN 4373 de 20 de setembro de 2014.

A Lei 4131/1962 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 por: (i) Resolução CMN 4373/2014; (ii) Instrução da CVM nº 559/2015, de 27 de março de 2015, que regula a aprovação, por parte da CVM, de programas de ADRs; e (iii) Instrução CVM 560/2015, de 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 CMN 4373/2014.

A partir de 1º de janeiro de 2016, os investidores estrangeiros que pretendam ser registrados na CVM devem satisfazer as exigências da Instrução CVM 560/2015. De acordo com a Resolução CMN 4373/2014, 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 4373, 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 (RFB), em conformidade com a Instrução Normativa RFB 1.634/2016, de 6 de maio de 2016, e da Instrução Normativa RFB 1.548/2015, de 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 4373, de 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 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução CMN 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 4.373 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definido pela 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 (i) nos termos de Resolução CMN 1.289, a qual foi revogada pela Resolução CMN 4.373; (ii) 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 4373. 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 4373 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 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 7.701(a)(30) do Código Tributário Federal (*Internal Revenue Code*) de 1986 ('o Código'), ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito ao imposto de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido/receita total 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 particular, este resumo trata apenas de detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias como ativos de capital e não trata do tratamento tributário de detentores norte-americanos que possuem ou são tratados como detentores de 10% ou mais do total combinado de poder de voto de todas as classes de ações com direito a voto da Companhia ou 10% ou mais do valor total das ações de todas as classes de ações da Companhia ou que possam estar sujeitos a regras tributárias especiais, como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguros, planos de aposentadoria, empresas de investimento regulamentadas, fundos de investimento imobiliário, corretores de títulos ou moedas, brokers, negociadores de títulos que optam por marcar a mercado, organizações isentas de tributação, pessoas sujeitas a imposto mínimo alternativo, 'entidades de repasse' tais como parcerias ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias como parte de uma transação de *hedge*, de transação de venda construtiva, posição em um 'straddle' ou 'transação de conversão' para fins tributários e pessoas que tenham uma moeda funcional que não seja o dólar norte-americano. Se uma entidade tratada como *partnership* para fins do imposto de renda nos Estados Unidos investe em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias, as considerações relativas a tal investimento vão depender em parte do status das atividades desta entidade e do *partner* específico. Qualquer entidade desse tipo deve consultar seu próprio consultor tributário sobre os pagamentos de imposto de renda federal dos EUA aplicáveis a ela e aos seus *partners* (parceiros) relacionados à compra, propriedade e alienação de tais ações ou ADSs. Este resumo, referente a pagamentos de tributos dos Estados Unidos, não descreve quaisquer implicações no âmbito de leis estaduais ou municipais do Estados Unidos, leis que não sejam dos Estados Unidos, ou do imposto federal sobre heranças ou doações. Sobre esses assuntos, acionistas norte-americanos devem pedir orientação a seus próprios consultores tributários.

Esse resumo se baseia na legislação tributária do Brasil e na dos Estados Unidos vigentes na presente data, as quais estão sujeitas a alterações eventualmente com 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 implicações relevantes em temas de tributação brasileira da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias, conforme seja 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.

Pagamentos de ‘Juros sobre o Capital’ – A Lei 9249, de 26 de dezembro de 1995, e suas alterações, possibilita que empresas brasileiras façam distribuições a acionistas, em moeda brasileira, de pagamentos denominados ‘Juros sobre 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 estipulada 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, sendo a dedução não superior ao maior valor entre:

- 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 Capital Próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; e
- 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 a 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’ – a ‘*Nil or Low Taxation Jurisdiction*’). O valor líquido desses pagamentos poderá ser incluído como parte de qualquer dividendo obrigatório.

A Lei 9430, de 27 de dezembro de 1996, foi alterada pela Lei 11727 de 24 de junho de 2008, e, posteriormente pela Lei 11941 de 27 de maio de 2009, estabelecendo o conceito de ‘regime fiscal privilegiado’, para operações do governo envolvendo preço de transferência e regras de capitalização estritas. Esse conceito é mais abrangente que o conceito de Jurisdição de Tributação Favorecida (‘*Nil or Low Taxation Jurisdiction*’) dos EUA. Nos termos das novas leis, define-se um ‘regime fiscal privilegiado’ aquele que apresentar uma ou mais das seguintes características: (i) não tributa renda ou a tributa a uma alíquota máxima inferior a 20%; (ii) concede vantagens fiscais a entidades ou indivíduos não residentes (a) sem exigir atividade econômica substancial no país ou no território, ou (b) condicionadas ao não exercício de atividade comercial substantiva no país ou território; (iii) não gera receita tributária fora de seu território, ou tributa tais receitas com uma alíquota máxima inferior a 20% (ou 17% se a jurisdição seguir padrões internacionais de transparência tributária, conforme definido pela Secretaria da Receita Federal, especialmente no que no que diz respeito à divulgação de informações referentes à estrutura corporativa, beneficiário final efetivo, propriedade de ativos e atividades de negócios realizadas em seu território) ou (iv) não permite acesso a informações sobre participações societárias, propriedade de ativos ou direitos ou sobre as 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 sobre preço de transferência no Brasil, não está claro se esse conceito também deve se aplicar a outros tipos de operação, como investimentos realizados no mercado financeiro e de capitais no Brasil, para os fins dessa lei. Caso se interprete que o conceito de ‘Regime Fiscal Privilegiado’ é

aplicável a transações realizadas no mercado financeiro e de capitais do Brasil, essa legislação tributária resultaria em tributação, portanto, para um detentor não residente no Brasil que se enquadre nas exigências do regime fiscal privilegiado da mesma forma como é aplicável a uma Jurisdição de Tributação Favorecida. Os investidores atuais e em potencial devem solicitar orientação a seus próprios consultores fiscais a respeito das implicações da implementação da Lei 9430, de 27 de dezembro de 1996, e suas alterações, e de qualquer lei tributária ou regulamentação brasileira relacionada aos conceitos de ‘Jurisdição de Tributação Favorecida’ ou ‘regimes tributários privilegiados’.

Na medida que pagamentos de Juros sobre Capital Próprio estejam incluídos como parte de dividendos obrigatórios, 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 de câmbio aplicáveis, desde que o investimento tenha sido registrado no Banco Central do Brasil.

Não podemos assegurar que nosso Conselho de Administração decidirá que futuras distribuições sejam feitas ou na forma de dividendos, ou na forma de Juros sobre Capital Próprio.

Tributação sobre Lucros – Em conformidade com a Lei nº 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, como as ações da CEMIG, por detentores não brasileiros, estão sujeitos a Imposto de Renda Retido na Fonte no Brasil. Esta regra é válida independentemente de a alienação ter sido realizada no Brasil ou no exterior, para pessoa física ou jurídica residente ou domiciliado no Brasil ou não.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência de uma operação de alienação é a diferença positiva entre o montante obtido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Os ganhos de capital realizados por detentores não-brasileiros 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 não-brasileiro que: (i) tenha registrado seu investimento no Brasil junto ao Banco Central de acordo com as regras do Conselho Monetário Nacional (CMN), (Resolução 4373 de 29 de setembro de 2014), ou por um Titular Registrado; e (ii) não é um detentor em uma Jurisdição de Tributação Favorecida;
- Imposto de renda à alíquota de 15% em todas as demais situações, incluindo ganhos auferidos por um Detentor Não Residente que não seja Detentor Registrado e/ou seja residente ou domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Favorecida. Nesse caso, será aplicável o Imposto de Renda Retido na Fonte a uma alíquota de 0,005% 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 seja realizada na bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda à alíquota de 15%, exceto no caso de uma Jurisdição de Tributação Favorecida, onde neste caso estaria sujeita a imposto de renda à alíquota de 25%. A Lei 13259, de 17 de março de 2016, aumentou as alíquotas de imposto de renda aplicáveis a ganhos obtidos por pessoas físicas brasileiras para até 22,5%, e esse aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, pode também afetar Detentores não-residentes. Os Detentores não-residentes devem consultar com seus consultores tributários as implicações da Lei 13259/2016. Nos casos acima, se os ganhos estão relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não oficial, no Brasil, com intermediação, o Imposto de Renda Retido na Fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com valores de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

O exercício de quaisquer direitos de preferência relacionados a ações não está 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 será mantido 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 10833/2003 de 29 de dezembro de 2003, a venda de ativos localizados no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda brasileiro, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Entendemos que as ADSs não se qualificam como ativos localizados no Brasil e, portanto, não devem estar sujeitas à retenção de imposto na fonte no Brasil; no entanto, existe o risco de as autoridades tributárias brasileiras tentarem reivindicar jurisdição tributária em tal situação, motivo pelo qual os Detentores não-residentes devem consultar seus próprios consultores tributários sobre as chances de sucesso nesse sentido. Como a norma

regulamentar mencionada é genérica e não foi testada em tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado final em uma tal situação.

Caso tal entendimento não prevaleça, é importante mencionar que em relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo dos referidos ganhos, a lei brasileira possui dispositivos conflitantes em relação à moeda em que tal montante deverá ser determinado. O assessor jurídico brasileiro da CEMIG possui a opinião de que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registradas no Banco Central do Brasil em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda. Um precedente emitido pelo tribunal administrativo brasileiro apoiou esta visão. Entretanto, considerando que tal precedente não é vinculante para as autoridades tributárias, 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 10833. Os Detentores não-brasileiros poderão permutar ADSs Preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs Ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, e ainda, vender as ações preferenciais ou as ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro do prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta (em conformidade com o registro eletrônico do depositário), sem implicações tributárias. 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 Brasil. 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 4373/2014 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 4131 de 03 de setembro de 1962, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento tributário mencionado no tópico ‘Tributação sobre lucros’.

Ganhos na permuta 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 de ADSs Preferenciais ou de ações ordinárias em troca de ADSs Ordinárias, a diferença entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou das ações ordinárias e o preço de mercado das ações preferenciais ou ordinárias é considerado um ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15%, ou 25% para os detentores em 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 4.373/2014 do CMN, exceto para residentes em uma Jurisdição de Tributação Favorecida. A Lei 13.259, de 17 de março de 2016, aumentou a alíquota de imposto de renda aplicável a ganhos obtidos por pessoas físicas brasileiras para até 22,5%, e esse aumento, aplicável a partir de janeiro de 2017, pode também afetar Detentores não-residentes. Os Detentores não-residentes devem consultar com seus consultores tributários as implicações da Lei 13.259/2016.

Tributação de operações de câmbio – A legislação brasileira determina a cobrança de um imposto sobre as operações financeiras (‘IOF’), que incide sobre operações de câmbio (o imposto denominado IOF/Câmbio ou ‘FX IOF’) na conversão de Reais em moeda estrangeira ou vice-versa. Atualmente, a alíquota desse tributo para quase a totalidade das transações de câmbio com moeda estrangeira é de 0,38%. Entretanto, incide uma alíquota zero de IOF/Câmbio sobre as transações de câmbio relacionadas à entrada de fundos no Brasil para investimentos no mercado financeiro e de capitais realizados por investidores estrangeiros (incluindo Detentores não-residentes, se for o caso). Essa alíquota igual a zero também se aplica à saída de recursos do Brasil relacionados a investimentos, como pagamento de dividendos, Juros sobre Capital Próprio e repatriação 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 deste tributo 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 sobre transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, chamada IOF/Títulos, que incide também sobre transações realizadas em bolsas de valores brasileiras.

O IOF/Títulos também pode incidir sobre operações que envolvam ADSs Preferenciais ou ADS Ordinárias se as autoridades tributárias brasileiras os considerarem ativos localizados no Brasil.

Atualmente, a alíquota do IOF/Títulos aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs Preferenciais, ações ordinárias e ADSs Ordinárias) é zero. Além disso, nos termos do Decreto 8.165/2013, de 24 de dezembro de 2013, a alíquota do IOF/Títulos incidente na cessão de ações admitidas à negociação em bolsa de valores no Brasil com o fim específico de lastrear a emissão de DRs no exterior foi reduzida a zero.

O Ministério da Fazenda pode aumentar as alíquotas do IOF/Títulos para até 1,5% ao dia, mas aplicáveis somente 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 do Brasil. Não há nenhuma taxa ou imposto de selo, emissão, registro, tarifas ou similares brasileiros a serem pagos por detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Tributação — Considerações sobre impostos dos Estados Unidos – Em geral, e levando em conta as premissas anteriores, para fins de imposto de renda dos Estados Unidos, detentores norte-americanos de ADSs serão tratados como titulares das ações subjacentes representadas pelas ADSs em questão. Conseqüentemente, 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 em uma liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros atuais ou acumulados da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda dos Estados Unidos, constituirão dividendos. A distribuição também inclui qualquer distribuição caracterizada como juros atribuível ao capital dos acionistas para fins da lei brasileira, e o montante de qualquer tributação Brasileira retida sobre tal distribuição, se houver, mesmo que um detentor norte-americano não receberá 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 uma 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. De modo geral, dividendos de caixa (incluindo distribuições caracterizadas como Juros sobre Capital Próprio para fins da lei brasileira e valores retidos em relação aos impostos brasileiros) serão tratados como segue:

- Dividendos de caixa por ações serão incluídos, de modo geral, na receita bruta do detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; e
- Dividendos de caixa por ações representadas por ADSs serão, de modo geral, 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 serão elegíveis para a redução para dividendos recebidos 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 irão constituir uma ‘receita de categoria passiva’ ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma ‘receita da categoria geral’ para fins de crédito fiscal estrangeiro. Na hipótese de ser efetivada a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, elegível, 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. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade 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, 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 seriam 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 aplicado para distribuições de ações e direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais. Se as ações preferenciais forem tratadas como ‘ações preferenciais’, uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seria incluída na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro, independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição rateada ou não.

Receita de dividendos qualificados – Não obstante às disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam ‘receita de dividendos qualificados’ poderão estar atualmente sujeitos à alíquota reduzida marginal máxima de imposto de renda dos Estados Unidos. Receita de dividendos qualificados inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de ‘companhias estrangeiras qualificadas’. Em geral, uma companhia estrangeira é tratada como ‘companhia estrangeira qualificada’ 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 (uma *Passive Foreign Investment Company*, ou PFIC, conforme definido abaixo em *Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo*), no 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: (i) qualquer dividendo em relação a qualquer ação ou ADS detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante os 121 dias começando 60 dias antes da data em que tal ação, ou a ação que lastreia a ADS, se tornar “ex-” o referido dividendo (conforme apurado de acordo com o Artigo 246(c) do Código); nem (ii) qualquer dividendo com relação a qual 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, no caso de receita de dividendo qualificada, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro do contribuinte de acordo com o artigo 904 do Código.

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 reduzida marginal máxima 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 vendas, resgates e outras disposições tributáveis — 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 das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor apurado na alienação das ações como determinado em dólares. 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 alíquotas 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 fins de imposto de renda norte-americano.

Ganhos realizados por detentor americano em uma venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs sujeita a tributação, incluindo o ganho decorrente da redução da posição das ações ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, será tratado, de modo geral, como receita de fonte norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos. Dessa forma, se o Imposto de Renda na Fonte, ou imposto de renda, brasileiro, for imposto sobre a venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs conforme descrito em *Tributação – Considerações sobre impostos brasileiros*, esse tributo geralmente não estará disponível como crédito para o detentor norte-americano contra o Imposto de Renda federal 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, e alienação de ações ou ADSs.

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 e seja classificada como uma ‘*Companhia de investimento estrangeiro passivo*’ (uma ‘*passive foreign investment company*’ ou ‘*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 de transparência em relação à renda e ativos de subsidiárias, há uma das seguintes situações: (i) 75% ou mais da renda bruta das companhias não norte-americanas é ‘renda passiva’; ou (ii) 50% ou mais do valor bruto (determinado trimestralmente) dos ativos da companhia não norte-americana produza renda passiva ou é 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 ativos de natureza ‘passiva’, e ganhos de operações em *commodities* e valores mobiliários (exceto certos ganhos em o negócio ativo da venda de *commodities*). Para determinar se uma companhia não norte-americana é uma PFIC, é levado em consideração uma porção *pro rata* da renda e ativos de cada companhia na qual a companhia possui, direta ou indiretamente, no mínimo uma participação (em termos de valor) de 25%.

A CEMIG 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, e do valor de mercado dos ativos de tempo em tempo, e da 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 na forma de maiores montantes de impostos sobre ganhos e sobre certas distribuições com relação a ações ou a 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 uma pessoa física, um espólio ou um patrimônio em propriedade fiduciária (*trust*) (com a exceção da categoria especial de *trusts* isentos de tal tributo) estará sujeito a 3,8% de tributação sobre o menor de: (i) a ‘renda líquida de investimento’ do detentor norte-americano (caso seja pessoa física) ou a ‘renda líquida de investimento não distribuída’ (no caso de espólios e *trusts*) pelo ano fiscal relevante; e (ii) o excedente da ‘renda bruta modificada ajustada’ (no caso de pessoas físicas) ou ‘renda bruta ajustada’ no caso de um espólio ou *trust*) para o ano fiscal sobre um certo limite (que no caso de pessoas físicas, será entre US\$ 125.000 e US\$ 250.000, dependendo das circunstâncias da pessoa física). A renda líquida de investimento de um detentor norte-americano geralmente incluirá sua receita de dividendos sobre as ações ou ADSs, e seus ganhos líquidos de alienação de ações ou ADSs. Os detentores norte-americanos que são pessoas físicas, espólios 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 ‘de segurança’ 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 específicos – Certos detentores norte-americanos que possuem certos ‘ativos financeiros estrangeiros especificados’ com um valor total superior a US\$50.000 no último dia do ano tributável ou US\$75.000 a qualquer momento durante aquele ano, 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 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.

Disponibilização de Documentos

Nossa companhia está sujeita às exigências de prestação de informações da *Securities Exchange Act (Lei de Valores Mobiliários)* dos EUA, de 1934 – o ‘*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 F Street NE, 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 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1219, CEP: 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

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 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. Tão prontamente quanto seja 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.

Seguros

Possuímos apólices de seguro que cobrem danos de incêndio no edifício onde nossa sede está localizada e a outros edifícios próprios ou alugados. Nossa apólice de seguro de risco operacional cobre danos às turbinas, geradores e transformadores nas nossas principais usinas geradoras e subestações provocadas por raios, incêndios e explosões ou riscos tais como 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. Há possibilidade, no entanto, que contratemos esse tipo de seguro no futuro.

Além disso, não solicitamos propostas, nem 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 cobertos pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Veja *Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco relacionados à CEMIG*. Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.

Acreditamos que, como contratamos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro está em um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em impor responsabilidade civil a pessoas que não sejam norte-americanas

Somos uma sociedade de economia mista constituída sob as leis brasileiras. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, praticamente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como consequência, será necessário que os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias cumpram com a lei brasileira a fim de obter uma sentença executável contra nossos diretores executivos, conselheiros ou nossos ativos. Pode não ser possível para os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias efetivarem a citação de nossos diretores e conselheiros dentro dos Estados Unidos, ou executar nos Estados Unidos sentenças contra estas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, na medida em que essas sentenças excedam os ativos norte-americanos dessas pessoas. Nossos advogados brasileiros, 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 sujeitas às exigências indicadas abaixo, 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 (a menos que houver previsão em contrário na Convenção da Apostille); e
- Não for contrária à soberania nacional, nem à ordem pública brasileira, nem aos princípios brasileiros de moralidade pública ou de dignidade humana.

Não podemos garantir que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil nem que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs de ações preferenciais, às ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais, às ADSs de ações ordinárias ou às ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias.

Os advogados brasileiros acima referidos 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 credor 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 garantir cobertura das custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil. 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 a seção “Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras – Políticas contábeis críticas.

Risco de taxas de câmbio

Em 31 de dezembro de 2020, R\$ 7.866 milhões, representando 52,37% de nosso endividamento em aberto, eram denominados em moedas estrangeiras, dos quais 100,00% eram denominados em dólares dos Estados Unidos. Nossa companhia não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa companhia mantenha os recursos de caixa depositados em contas denominadas em Reais junto a bancos brasileiros, não possuímos ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

Em 2020, uma desvalorização hipotética de 25% ou de 50% do Real frente ao dólar norte-americano teria acarretado saída de caixa anual adicional de aproximadamente R\$ 1.972 milhões ou R\$ 3.940 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/ou de 50% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada.

As variações cambiais nos custos da aquisição de energia de Itaipu são compensadas pelos componentes *CVA*, e *Outros componentes financeiros*, nos reajustes tarifárias. Este montante é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário. Desta maneira, 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 2020:

Dólares dos EUA:	(em milhões de R\$)
Financiamento.....	7.866
Fornecedor (Itaipu)	325
	<u>8.191</u>
Outras moedas:	
Financiamentos	—
Passivo líquido exposto a risco de taxa de câmbio	<u>8.191</u>

Operações de swap

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos R\$ 7.854 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto pelos quais usamos instrumentos derivativos (*swaps*) para proteger o serviço referente a essas dívidas (principal mais juros).

Os instrumentos financeiros derivativos contratados têm o propósito de proteger as operações contra os riscos decorrentes de variação cambial, e não são utilizados para fins especulativos.

Os valores do principal das operações com derivativos não são registrados no balanço patrimonial, visto que são referentes a operações que não exigem o trânsito de caixa integral, mas somente dos ganhos ou perdas auferidas ou incorridas.

O quadro a seguir apresenta os instrumentos derivativos contratado pela Companhia em 31 de dezembro de 2020:

Ativo (1)	Obrigação (1)	Período de vencimento	Mercado de negociação	Valor nocional (2)	Ganho/perda não realizado	
					Valor contábil, 2020	Valor justo, 2020
(Em US\$:) taxa (9.25% a.a.)	Moeda local (R\$): 150.49% do CDI	Juros: Semestral Principal: Dez. 2024	Balcão	US\$1.000	1.772	2.110
(Em US\$:) taxa (9.25% a.a.)	Moeda local (R\$): 125.52% do CDI	Juros: Semestral Principal: Dez. 2024	Balcão	US\$500	588	839
					2.360	2.949
Ativo circulante						523
Realizável a longo prazo						2.426

- (1) Para o Eurobond de US\$1 bilhão emitido em dezembro de 2017: (i) para o principal foi contratado um *call spread*, com piso em R\$ 3,25/US\$ e teto em R\$ 5,00/US\$; e (ii) foi contratado um *swap* no valor total dos juros, substituindo cupom de 9,25% a.a. em US\$ por uma taxa média equivalente a 150,49% do CDI. Para a emissão adicional de US\$500 milhões do mesmo Eurobond emitido em julho de 2018: foi contratado (1) um *call spread* para o principal, com piso em R\$ 3,85/US\$ e teto em R\$ 5,00/US\$; e (2) um *swap* para os juros, substituindo cupom de 9,25% a.a. em US\$ por taxa média equivalente a 125,52% do CDI em Reais. O instrumento derivativo contratado pela Companhia possui teto de proteção para o principal de R\$ 5,00/dólar para a taxa de câmbio. O instrumento vence em dezembro de 2024. Caso a relação USD/BRL em dezembro de 2024 permaneça acima de R\$ 5,00, a Companhia desembolsará, naquela data, a diferença entre o valor teto da proteção e dólar spot verificado. A Companhia está monitorando os possíveis riscos e impactos associados ao dólar ser valorizado acima de R\$ 5,00 e avaliando diversas estratégias para mitigar o risco cambial até o vencimento da operação. O instrumento derivativo protege integralmente o pagamento dos juros semestrais, independente da relação USD/BRL,
- (2) Em milhões de US\$.

A Companhia utiliza metodologia de marcação à mercado para mensuração dos instrumentos financeiros derivativos de proteção dos Eurobonds, em conformidade com as práticas de mercado. Os principais indicadores para mensurar o valor justo do *swap* são as curvas de mercado da taxa DI, e do dólar futuro, negociados no mercado futuro da B3. Para precificar as opções *call spread* é utilizado o modelo Black & Scholes, que tem como parâmetro, dentre outros, a volatilidade do dólar, mensurada com base no seu histórico de 2 anos.

Risco de taxa de juros

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos R\$ 15.020 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R\$ 2.383 milhões são remunerados a taxas atreladas à taxa CDI e outros índices flutuantes.

Em 31 de dezembro de 2020, possuíamos passivo líquido de outros ativos totalizando R\$ 3.296 milhões a taxas de juros flutuantes. Os ativos consistiam principalmente de equivalentes de caixa, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Analisamos que em 31 de dezembro de 2020 uma hipotética desfavorável mudança de 100 pontos base na taxa de juros aplicáveis a ativos e passivos financeiros com taxas flutuantes teria resultado em uma perda potencial de R\$ 33 milhões, a ser registrada em Despesas financeiras em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da carteira de endividamento	(em milhões de R\$)
Dívidas a taxas flutuantes:	
Denominada em Reais	7.254
Dívida a taxas pré-fixadas:	
Denominada em moeda estrangeira	7.866
Custos de transação (-)	(57)
Juros pagos (-)	(25)
Desconto na emissão (-)	(18)
Total.....	15.020

Portfólio total	Risco de taxa de juros (milhões de R\$)
Ativo:	
Equivalentes de caixa	1.587
Valores mobiliários	4.125
Fundos vinculados	64
CVA e Outros Componentes Financeiros	134
Total.....	5.910
Passivo:	
Financiamentos.....	(2.383)
Componentes financeiros	(231)
Total do passivo	(2.614)
Total	3.296

Item 12. Descrição de outros valores mobiliários que não sejam de renda variável

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, e qualquer pessoa ou entidade titular, ou que tenha interesse como beneficiário final, de ADSs, e pessoas que efetuem depósito de ações ou entrega de ADSs para fins de cancelamento e retirada de Valores Mobiliários Depositados ('*Deposited Securities*', 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 ou dinheiro mediante entrega de ADSs de ações ordinárias.	Até \$ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que entrega ADSs de ações ordinárias com objetivo de retirar Valores Mobiliários Depositados, ou pessoa a quem são entregues Valores Mobiliários 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 de 100) detidas.	Pessoa a quem uma distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs Ordinárias no âmbito de (i) dividendos em ações, ou outras distribuições gratuitas de ações, ou (ii) o exercício de direito a uma compra adicional de ADSs ordinárias.	Até \$ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de títulos que não sejam ADSs Ordinárias ou direitos de compra de ADSs	Até \$ 5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

Serviço	Taxa	Paga por quem
Ordinárias adicionais (ou seja, ações de uma cisão).		
(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 de 100) emitidas.	Pessoa por conta de quem o depósito é feito, ou que recebe ADSs preferenciais.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs preferenciais.	Até \$ 5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração de 100) entregues.	Pessoa que efetua a entrega de ADSs preferenciais ou efetua a retirada.
(3) Distribuição de (a) dividendo em dinheiro ou (b) ADSs preferenciais no âmbito de dividendo em ações (ou outra distribuição gratuita de ações).	Nenhuma taxa, desde que proibida pela bolsa na qual as ADSs preferenciais estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no Item (1) acima serão devidas com relação a uma distribuição de ADSs preferenciais no âmbito de um dividendo em ações (ou outra distribuição livre de ações) e as taxas especificadas no Item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	Pessoa 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 de 100) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs preferenciais nos termos de exercício de direitos.	Até \$ 5,00 por 100 ADSs preferenciais (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos um 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 indiretos de distribuição, e correspondentes despesas de relações com investidores. Esses reembolsos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US\$ 0,958 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US\$ 0,404 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplência, e dividendos em atraso

Não aplicável.

Item 14. Alterações relevantes dos direitos de detentores de valores mobiliários e destinação dos recursos

Não aplicável.

Item 15. Controles e procedimentos

(a) Avaliação de controles e procedimentos de divulgação

Nossa Diretoria Executiva, incluindo nosso Diretor-Presidente ('CEO') e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, avaliaram a eficácia de nossos controles e procedimentos de prestação de informações (conforme definido nas Regras 13a-15 (e) e 15d-15 (e) do *Exchange Act*) em 31 de dezembro de 2020, e concluíram que devido à fraqueza material em nosso controle interno sobre relatórios financeiros, conforme discutido abaixo no Item 15 (b), esses controles e procedimentos não foram eficazes.

Os controles e procedimentos de prestação de informações são projetados para fornecer segurança razoável de que as informações que devem ser divulgadas por nós nos relatórios que protocolamos ou submetemos nos termos do *Securities Exchange Act de 1934*, conforme alterações, são registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro do período de tempo especificado nas regras e formulários da SEC. Esses controles e procedimentos de divulgação incluem, sem limitação, controles e procedimentos projetados para fornecer segurança razoável de que as informações que devem ser divulgadas por nós nos relatórios que arquivamos ou submetemos são acumuladas e comunicadas à administração da Companhia, incluindo o diretor presidente e o diretor financeiro, conforme o caso, de forma a possibilitar decisões em tempo hábil sobre a prestação de informações exigida. À luz das deficiências materiais discutidas abaixo, realizamos análises adicionais e outros procedimentos pós-fechamento para garantir que nossas demonstrações financeiras consolidadas sejam preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Consequentemente, nossa administração, incluindo nosso Diretor Presidente e nosso diretor financeiro, concluíram que as demonstrações financeiras consolidadas incluídas neste Formulário 20-F apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, nossa posição financeira, resultados operacionais e fluxos de caixa para os períodos apresentados em conformidade com as IFRS emitidas pelo IASB.

Relatório Anual da Administração sobre Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

A administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a preparação de relatórios financeiros, conforme definido nas Regras 13a-15 (f) e 15d-15 (f) do *Exchange Act*.

Nosso sistema de controle interno foi projetado para fornecer uma garantia razoável quanto à integridade e confiabilidade das demonstrações financeiras publicadas. Nosso controle interno sobre preparação de relatórios financeiros inclui políticas e procedimentos que:

- (1) 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;
- (2) 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
- (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.

Todos os sistemas de controle interno, não importa quão bem concebidos, têm limitações inerentes e podem fornecer garantias somente razoáveis de que os objetivos do sistema de controle são alcançados.

A Administração avaliou o controle interno sobre elaboração de relatórios financeiros sob a supervisão de nosso CEO e Diretor de Finanças e Relações com Investidores, em 31 de dezembro de 2019. A Administração avaliou a eficácia do nosso controle interno sobre a elaboração de informações financeiras com base nos critérios estabelecidos no marco do *Comité das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* de 2013.

Com base nesses critérios, identificou-se uma fraqueza material, e a Administração concluiu que em 31 de dezembro de 2020 nosso controle interno sobre preparação de relatórios financeiros não foi eficaz. Conforme destacado anteriormente, essa ineficácia não comprometeu as demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2020.

Fraqueza material no controle interno sobre relatórios financeiros

Uma fraqueza material é uma deficiência, ou uma combinação de deficiências, no controle interno sobre a preparação de 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.

Nossa administração identificou uma fraqueza material relacionada à falta de identificação, projeto e execução de controles relevantes nos processos de prestação de informações comerciais e financeiras e controles gerais de tecnologia de informação (*IT general controls – ITGC*) visando impedir ou detectar em tempo hábil distorções relevantes nas demonstrações financeiras anuais ou intermediárias da Companhia.

Relatório Certificado da empresa de auditoria independente pública registrada

A efetividade de nosso controle interno sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2020 foi auditada pela Ernst & Young Auditores Independentes S.S., empresa de auditoria independente registrada pela Companhia. Seu relatório de auditoria sobre a avaliação da Administração do controle interno sobre preparação de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2020 está incluído em baixo neste Formulário 20-F.

(c) Relatório de empresa de auditoria independente pública registrada



RELATÓRIO DE EMPRESA DE AUDITORIA INDEPENDENTE PÚBLICA REGISTRADA

Aos Acionistas e ao Conselho de Administração da
CIA. Energética de Minas Gerais – CEMIG

Opinião sobre o Controle Interno de elaboração de Relatórios Financeiros

Examinamos o controle interno da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG sobre a preparação de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019, 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*) (o ‘Framework 2013’) (‘os Critérios COSO’). Em nossa opinião, devido ao efeito da fraqueza material descrita abaixo referente 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 relativo a 31 de dezembro de 2019, nos termos dos critérios do COSO.

Uma fraqueza material é uma deficiência, ou a combinação de deficiências, no controle interno sobre a elaboração e comunicação de 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. A seguinte fraqueza material foi identificada e incluída na avaliação da Administração. A Administração identificou uma fraqueza material relacionada à falta de identificação, planejamento e execução de controles relevantes sobre os processos de prestação de informações comerciais e financeiras, e controles gerais sobre tecnologia de informação.

Também auditamos, de acordo com as normas do Conselho de Supervisão Contábil da Empresa Pública (Estados Unidos) (PCAOB), a demonstração consolidada da posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2020 e 2019, as correspondentes demonstrações consolidadas do resultado, resultados abrangentes, mudanças no patrimônio líquido e fluxos de caixa para cada um dos três anos no período findo em 31 de dezembro de 2020 e as notas relacionadas. Essa fraqueza material foi considerada na averiguação da natureza, das datas e durações e da extensão dos testes de auditoria aplicados em nossa auditoria das demonstrações financeiras consolidadas de 2020, e este relatório não afeta nosso relatório datado de 30 de abril de 2021, 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 sua avaliação da eficácia do controle interno sobre prestação de informações financeiras incluídas no Relatório Anual da Administração sobre Controle Interno da Preparação 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 com o 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 nossa auditoria fornece uma base razoável para fundamentar nossa opinião.

Definição e limitações do controle interno sobre relatórios financeiros

O controle interno de prestação de informações financeiras 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 geralmente aceitos de contabilidade. O controle interno de prestação de informações financeiras 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 financeiras de acordo com os princípios geralmente aceitos de contabilidade, 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 disposição 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.

/assinado/ Ernst & Young Auditores Independentes S.S.

Belo Horizonte, Brasil

30/04/2021

(d) Planos de remediação para a fraqueza material

Planos de remediação estão em andamento para garantir: (I) a implantação de uma ferramenta PAM (*Privileged Access Manager* – Gerenciamento de Acesso Privilegiado), adoção de procedimentos para revogar direitos de acesso de usuários-chave não revisados; e (III) implementação de ferramenta EDR (*End-point Detection and Response* – Detecção e Resposta de Ponto Terminal) e procedimentos CSIR (*Computer Security Incident Response*). Corroborando a assertividade e tempestividade das correções e ações corretivas, a área de Controles Internos da Companhia validou com a Administração a antecipação do cronograma de obras de 2021, priorizando ações e concluindo correções a fim de serem testadas e auditadas em relação ao cronograma dos anos anteriores. Além disso, as falhas de controle serão estratificadas, demonstrando a dependência e influência de outras áreas da Companhia nas nomeações para atuar com responsabilidade em todos os níveis e áreas organizacionais, atuando na causa raiz e mitigando a recorrência da falha.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Em 11 de junho de 2018, em conformidade com a Lei das Estatais do Brasil, estabelecemos um Comitê de Auditoria, que opera como um Comitê de Auditoria para os fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Segundo a Seção 10A-3 (c) (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. O Especialista Financeiro de nosso Comitê de Auditoria é Pedro Carlos de Mello, e ele também atende aos requisitos de independência da Regra 10A-3.

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, demais diretores, e funcionários. Em 2019, fizemos pequenos ajustes em nosso código de ética para cumprir a Lei Brasileira nº 13.303 de 2016, a qual está protocolada na SEC como um anexo a este Formulário 20-F e está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam a nosso Diretor-Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, 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 nosso site, no mesmo endereço eletrônico.

Item 16C. Principais honorários e serviços de contadores

A Ernst & Young Auditores Independentes atuou como nossa empresa pública independente certificada de contabilidade para os exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 2019. 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	(milhares de Reais)	
	2020	2019
Honorários de auditoria	7.327	7.116
Honorários por serviços relacionados a auditoria	865	–
Honorários relacionados a tributação.....	880	842
Total.....	9.072	7.958

Os “honorários de auditoria” incluem a auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e controle interno sobre a prestação de informações financeiras, as revisões trimestrais de nossas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas, as auditorias legais das nossas subsidiárias e certas auditorias regulatórias. Os “honorários por serviços relacionados a auditoria”, na sua maior parte, incluem serviços relacionados à emissão de carta de conforto em conexão com nossas debêntures. “Honorários relacionados a tributação” referem-se a determinados serviços com relação a conformidade fiscal.

Comitê de Auditoria: políticas e procedimentos de aprovação prévia

Atualmente o 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 aprovado o serviço proposto, formalizamos a contratação do mesmo. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria ou de outra natureza a serem prestados por nossos auditores externos, encontra-se especificada nas atas das reuniões do Conselho de Administração. Todos os serviços mencionados acima foram pré-aprovados pelo Conselho de Administração e pelo Comitê de Auditoria.

Item 16D. Isenções de Normas de Listagem para comitês de auditoria

Contamos com a isenção geral dos normas de listagem com relação a comitês de auditoria contida na Regra 10A-3(c) (3) do *Exchange Act*. Nosso Comitê de Auditoria realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos até o limite permitido pela legislação brasileira. A legislação brasileira exige que nosso Comitê de Auditoria seja separado do Conselho de Administração, e que os membros de nosso Comitê de Auditoria não sejam eleitos pela nossa administração. A legislação brasileira estabelece normas para a independência do nosso Comitê de Auditoria em relação à nossa administração. Nosso Comitê de Auditoria é composto por quatro membros, um dos quais é membro de nosso conselho de administração.

Não acreditamos que a utilização desta isenção por nossa Companhia afetará materialmente a habilidade de nosso Comitê de Auditoria de atuar de forma independente e de atender a outros requisitos das normas de listagem referentes aos comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

Também temos um Conselho Fiscal, constituído de acordo com os requisitos da legislação brasileira. Mais informação na *Nota 6. Conselheiros, diretores e Funcionários*

Item 16E. Aquisição de valores mobiliários pela Emissora e por adquirentes coligados

Não aplicável.

Item 16F. Alteração de contador certificado

Não aplicável.

Item 16G. Governança corporativa

Diferenças de governança corporativa com relação às práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a NYSE estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a um conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com as regras da NYSE, nossas obrigações são limitadas 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 uma declaração imediata do nosso Diretor-Presidente 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	Uma companhia aberta deverá ter um comitê de governança corporativa / nomeação composto integralmente por conselheiros independentes: com regimento interno por escrito que abrange certas atribuições específicas mínimas. 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 / nomeação. 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	Uma companhia aberta deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes, com regimento interno abrangendo certas atribuições mínimas definidas. As “Companhias controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Na qualidade de Companhia controlada, a CEMIG não é obrigada a cumprir a exigência de comitê de remuneração como se fosse uma emitente dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.

Seção	Norma de governança corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.06 e 303A.07	A companhia aberta 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 regimento interno abrangendo certas atribuições mínimas específicas.	A CEMIG exerceu 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 em ou baseada em 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 em ou baseada em ações.
303A.09	Uma companhia aberta 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 <i>Manual de Divulgação e Uso de Informação</i> da CEMIG, sua <i>Política de Comercialização de Valores Mobiliários</i> , os <i>Regulamentos Internos do Conselho de Administração</i> e seu <i>Código de Ética</i> 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 da Companhia 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 a seção *Item 18. – Demonstrações financeiras*.

Item 18. Demonstrações financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-179 do presente relatório.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte deste presente relatório anual no Formulário 20-F:

- Balanço Patrimonial Consolidado, auditado, nos dias 31 de dezembro de 2020 e 2019 e 1 de janeiro de 2019;
- Demonstração dos Resultados Consolidada, auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018;

- Demonstração Consolidada de Resultados Abrangentes, auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018;
- Demonstração Consolidada das Mutações do Patrimônio Líquido, Auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018;
- Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa, auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018; e
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas;
- Ernst & Young Auditores Independentes S.S. ('EY') auditou nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios findos 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018. As demonstrações financeiras da Madeira Energia S.A. em e para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 foram auditados pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes ('PWC').

Item 19. Anexos

Os seguintes documentos estão incluídos como anexos a este relatório anual:

Nº.	Descrição
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 31 de julho de 2020.
2.1	Segundo Aditamento e Consolidação do Contrato de Depósito, datado 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 (Arquivo nº 333-13826)). (P)
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 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
2.3	<u>Aditamento 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 (Arquivo nº 333-143636)).</u>
2.4	<u>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 (Arquivo nº 333- 142654)).</u>
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 dos EUA (<i>U.S. Securities and Exchange Commission</i>), mediante solicitação.
2.6	<u>Escritura, datada de 5 de dezembro de 2017, entre a CEMIG Geração e Transmissão S.A., como emissora, Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, como garantidora de notas, e o Bank of New York Mellon como agente fiduciário, agente pagador, transferidor e registrador e o Bank of New York Mellon SA / NV, Sucursal do Luxemburgo, como Agente Pagador do Luxemburgo, Agente de Transferência do Luxemburgo e Agente de Listagem do Luxemburgo (incorporado por referência ao Anexo 8 a nosso Relatório Anual no formulário 20-F arquivado no 25 de maio de 2005 (Arquivo No. 1-15224)).</u>
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 (Arquivo nº 1-15224)). (P) (P)
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)). (P) (P)
4.3	<u>Segundo Aditamento 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 (Arquivo nº 1-15224)).</u>

- 4.4 [Terceiro Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
- 4.6 [Primeiro Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.7 [Segundo Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.8 Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado em 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Arquivo nº 1-15224)). (P)
- 4.9 [Primeiro Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.10 [Segundo Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.11 [Terceiro Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.12 [Quarto Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.13 [Anúncio de Início de Distribuição Pública de Units Sênior, 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.14 [Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples \(Não conversíveis\), da Espécie Quirografia, 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.15 [Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples \(Não conversíveis\) da Espécie Quirografia, datada em 17 de abril de 2007, entre a CEMIG GT 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivado nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)

- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.23 [Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária, 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 \(Arquivo nº 1.15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.26 [Sumário em inglês do Contrato de Opção de Venda 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.30 [Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia Firme de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional, em três Séries, da 3º 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 4.31 [Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Melhores Esforços de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3º Emissão da CEMIG GT, datado de 12 de março de 2012 \(incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 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., com a Comercial Agrícola Paineiras Ltda. \('Paineiras'\) e Epícares Empreendimentos e Participações Ltda. \('Epícares'\) como intervenientes, 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 [Quinto Aditamento 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)

- 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 \(Arquivo nº 1-15224\)\).](#)
- 11 [Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional.](#)
- 12.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 30 de abril de 2021.
- 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 30 de abril de 2021.
- 13.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 1350 do 18 U.S.C., como adotado de acordo com Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 30 de abril de 2021.
- 13.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o Artigo 1350 do 18 U.S.C., como adotado de acordo com Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 30 de abril de 2021.
- 101.INS [XBRL Instance Document](#) (Coleção de Fatos referidos no relatório XRBL).
- 101.SCH [101.SCH XBRL Taxonomy Extension Schema Document](#) (Estrutura geral da Extensão para Taxonomia XBRL)
- 101.CAL [XBRL Taxonomy Extension Calculation Linkbase Document](#) (Documento de *links* entre conceitos referidos nos cálculos da Estrutura de Extensão)
- 101.DEF [XBRL Taxonomy Extension Definition Linkbase Document](#) (Especifica relações entre definições usadas nestes conceitos)
- 101.LAB [XBRL Taxonomy Extension Label Linkbase Document](#) (Lista de strings legíveis para os conceitos)
- 101.PRE [XBRL Taxonomy Extension Presentation Linkbase Document](#) (Lista de relações entre conceitos para ajudar em fazer apresentações dos resultados)

ASSINATURAS

O requerente abaixo certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento no formulário 20-F e que devidamente instruiu e autorizou o abaixo assinado a firmar esse relatório anual em seu nome.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Data : 30/04/2021

Por: **(Assinado por) Reynaldo Passanezi Filho**

Nome: Reynaldo Passanezi Filho

Cargo: Diretor-Presidente

Por: **(Assinado por) Leonardo George de Magalhães**

Nome: Leonardo George de Magalhães

Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores