



**Demonstrações Financeiras  
e Formulário 20-F/A  
2022**

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

FORMULÁRIO 20-F/A  
(Aditamento No. 1)

- DECLARAÇÃO DE REGISTRO CONFORME A SEÇÃO 12(b) OU (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934  
ou
- RELATÓRIO ANUAL CONFORME A SEÇÃO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934  
Para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2022  
ou
- RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934  
ou
- RELATÓRIO DA *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934  
Data do evento exigindo o presente relatório de *shell company*: N/A

Número de Registro na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

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

ENERGY CO OF MINAS GERAIS

(Tradução para o inglês da Razão Social do requerente)

BRASIL

(Jurisdição de constituição ou organização)

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

(Endereço da sede)

Leonardo George de Magalhães

Diretor de Finanças e Relações com Investidores

[ri@cemig.com.br](mailto: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 contacto 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</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 comercializado, 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 Cemig em 31 de dezembro de 2021 era:

735.847.624	Ações Ordinárias
1.465.523.064	Ações Preferenciais

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

Sim  Não

Se este relatório for um relatório anual ou provisório, assinalar com V se o requerente não está obrigado a protocolar relatórios de acordo com a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais (*Securities Exchange Act*) de 1934.

Sim  Não

Assinalar com um V 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 V 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 V 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):

<i>Large accelerated filer</i> <input checked="" type="checkbox"/>	<i>Accelerated filer</i> <input type="checkbox"/>	<i>Non-accelerated filer</i> <input type="checkbox"/>	Empresa emergente em crescimento <input type="checkbox"/>
--	---	---	---

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 V 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.

Se os valores mobiliários forem registrados nos termos da Artigo 12(b) da Exchange Act, assinalar com um *v* se as demonstrações financeiras do registrante incluídas no depósito refletem a correção de um erro nas demonstrações financeiras previamente emitidas.

Assinalar com um *v* se qualquer uma dessas correções de erro são remensurações que exigiram uma análise de recuperação da remuneração baseada em incentivos por qualquer um dos diretores executivos do registrante durante o período de recuperação relevante nos termos de §240.10D-1(b).

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

U.S. GAAP  Normas Internacionais de Apresentação de Financeiros (International Financial Reporting Standards – IFRS), emitidas pelo conselho de Normas Contábeis Internacionais (International Accounting Standards Board – IASB)  Outra

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

Item 17  Item 18

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

Sim  Não

## NOTA EXPLICATIVA

Em 16 de maio de 2023, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (‘a Companhia’ ou ‘o registrante’) apresentou seu Relatório Anual no Formulário 20-F para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2022 (o ‘Formulário Original 20-F’) junto à Comissão de Valores Mobiliários dos EUA.

Este atual aditamento Nº 1 (‘o aditamento’) altera o formulário original 20-F apenas para atualizar “*Item 19 – Anexos*”, substituindo o Anexo 13.1 (Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 1350 do 18 U.S.C.) e o Anexo 13.2 (Certificado de Diretor Financeiro e Relações com Investidores de acordo com Artigo 1350 do 18 U.S.C.). Devido a um erro tipográfico no Anexo 13.1 e Anexo 13.2 incluído no Formulário Original 20-F, referenciamos nosso Relatório Anual para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2021, em vez do ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2022.

Assim, este atual Aditamento inclui as certificações atualizadas e uma página de assinatura atualizada.

Este Aditamento refere somente ao período subsequente à data de depósito (registro) original e não reflete eventos que ocorrem após o preenchimento do Formulário original 20-F. Nenhuma revisão foi feita às demonstrações financeiras da Companhia ou a qualquer outra divulgação contida no Formulário Original 20-F.

## Sumário

### PART I

Item 1.	Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores .....	14
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto .....	14
Item 3.	Informações Relevantes .....	14
Item 4.	Informações sobre a Companhia.....	45
Item 4A.	Comentários não-resolvidos de colaboradores.....	103
Item 5.	Análise e perspectivas operacionais e financeiras .....	103
Item 6.	Conselheiros, diretores e funcionários.....	124
Item 7.	Principais acionistas, e Transações com partes relacionadas .....	136
Item 8.	Informações financeiras .....	138
Item 9.	A Oferta e Listagem .....	146
Item 10.	Informações adicionais.....	152
Item 11.	Divulgações quantitativas e qualitativas sobre riscos de mercado .....	172
Item 12.	Descrição de valores mobiliários que não sejam ações .....	176

### PARTE II

Item 13.	Inadimplência e dividendos em atraso.....	178
Item 14.	Alterações relevantes dos direitos de detentores de valores mobiliários e destinação dos recursos 178	
Item 15.	Controles e procedimentos .....	178
Item 16.	[Reservado].....	179
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria .....	180
Item 16B.	Código de Ética .....	180
Item 16C.	Principais honorários e serviços de contadores .....	180
Item 16D.	Isonções das normas de listagem para comitês de auditoria.....	181
Item 16E.	Aquisição de valores mobiliários pela Emissora e por adquirentes coligados .....	181
Item 16F.	Alteração de contador certificado.....	181
Item 16G.	Governança corporativa .....	181
Item 16H.	Informações sobre segurança minerária.....	182
Item 16I.	Divulgação referente a jurisdições estrangeiras que inibem inspeções .....	182

### PARTE III

Item 17.	Demonstrações financeiras .....	183
Item 18.	Demonstrações financeiras .....	183
Item 19.	Anexos .....	184

## APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG é uma sociedade de capital misto com controle estatal (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”, “o Grupo Cemig”, “a Companhia”, “nós”, ou “nosso” constituem referência à Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e às suas subsidiárias consolidadas, e referências a “Cemig Holding” são referências à Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG individualmente, exceto onde o contexto indicar de outra forma.

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 (*International Financial Reporting Standards* – ‘IFRS’), emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (*International Accounting Standards Board* – ‘IASB’). Para fins deste relatório anual, preparamos as nossas demonstrações consolidadas em conformidade com IFRS, tal como emitidas pelo IASB.

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\$ 5,2860 para US\$ 1,00, como certificada para fins alfandegários pela autoridade dos EUA (o US Federal Reserve Board) para a data de 30 de dezembro de 2022. 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.

Alguns valores incluídos neste relatório anual foram sujeitos a ajustes de arredondamento. Assim, os valores apresentados como totais e/ou subtotais em determinadas tabelas podem não ser uma agregação aritmética dos valores que os precedem.

## 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 2022. São baseadas em, ou derivadas de, relatórios emitidos pela agência reguladora brasileira para o setor de eletricidade – Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) (‘o Poder Concedente’), 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, e os nossos *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 e 15 de abril de 2022, 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 e como alterado em 15 de abril de 2022, 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. 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 de as 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, e serviços relacionados, no Brasil;
- Tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia, e serviços relacionados, 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, e serviços relacionados, em Minas Gerais; 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.

## RESUMO DOS FATORES DE RISCO

Diversos riscos e incertezas, incluindo riscos relacionados à natureza do negócio da Companhia e suas operações no Brasil, podem ter efeitos negativos substanciais sobre os negócios da Companhia, os resultados das suas operações, as condições financeiras e os fluxos de caixa. A lista a seguir resume alguns, mas não todos, desses riscos. Leia as informações na seção Fatores de risco para obter uma descrição mais completa desses e de outros riscos.

### Riscos relacionados ao negócio da empresa

- Não temos certeza se serão obtidas novas concessões ou autorizações, conforme o caso, nem se as nossas concessões ou autorizações atuais serão prorrogadas em termos similares aos atualmente em vigor, nem se qualquer compensação que recebermos em caso de não prorrogação será suficiente para cobrir o valor total do nosso investimento.
- Nossas subsidiárias podem sofrer intervenção de autoridades públicas brasileiras para garantir níveis adequados de serviço ou ser sancionadas pela Aneel por não cumprimento dos contratos de concessão ou das autorizações que lhes foram concedidas, o que pode resultar em multas, outras sanções e/ou, dependendo da gravidade do incumprimento, rescisão legal de contratos de concessão ou revogação de autorizações.
- Estamos sujeitos a uma extensa legislação e regulamentações governamentais que podem ser submetidas a alterações, e quaisquer alterações nessa legislação e nessas regulamentações poderão ter um efeito negativo relevante sobre a nossa atividade, os resultados das operações e a condição financeira.
- Mudanças na legislação tributária brasileira ou conflitos relacionados à sua interpretação podem nos afetar negativamente.
- Estamos sujeitos a restrições quanto à nossa capacidade de fazer investimentos de capital e de tomar créditos, o que poderia afetar negativamente o nosso negócio, os resultados das operações e a nossa condição financeira.
- Uma redução em nossa classificação de risco de crédito ou da classificação de risco de crédito soberano do Brasil pode afetar negativamente a disponibilidade de novos financiamentos e aumentar nosso custo de capital.
- Interrupções no funcionamento ou deterioração da qualidade dos nossos serviços, ou do serviço das nossas subsidiárias, poderiam afetar negativamente os nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.
- Temos um nível considerável de endividamento, e estamos expostos a limitações na nossa liquidez – um fator que pode tornar mais difícil para nós obter financiamento para os investimentos que foram planejados e podem afetar negativamente nossa condição financeira e resultados das nossas operações.
- A nossa estratégia para maximizar o valor para os acionistas da Cemig depende de fatores externos que poderiam impedir a sua implementação bem-sucedida.
- Poderemos não ser capazes de implementar os nossos planos estratégicos de longo prazo dentro do cronograma pretendido, ou sem incorrer em custos imprevistos, que poderão ter consequências adversas para o nosso negócio, resultados de operações e condição financeira.
- Os resultados operacionais e financeiros de nossas subsidiárias, entidades controladas conjuntamente e afiliadas, empresas nas quais não detemos o controle, ou de quaisquer empresas que possamos adquirir no futuro, podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condição financeira.
- A conclusão tardia de projetos de construção ou a capitalização tardia de novos investimentos em nossas empresas de geração, transmissão e distribuição podem afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.
- O nível de inadimplência dos nossos clientes pode afetar negativamente os negócios, os resultados operacionais e/ou a condição financeira nossos e das nossas subsidiárias.

- A sustentabilidade econômica e financeira da nossa empresa de distribuição, a Cemig Distribuição S.A, ou Cemig D, está diretamente relacionada à eficácia das ações de controle de perdas de energia e aos limites regulatórios estabelecidos para as perdas. Se a Cemig D falhar no controle bem-sucedido de perdas de energia, seu negócio, operações, lucros e situação financeira poderiam ser substancialmente e adversamente afetados.
- As barragens fazem parte da infraestrutura crítica e essencial do setor energético brasileiro. Falhas em barragens podem causar graves danos às comunidades afetadas e à Companhia.
- Poderemos ser responsabilizados pelos impactos sobre a nossa própria força de trabalho, sobre a população e o ambiente, devido a acidentes relacionados com os nossos sistemas e instalações de geração, transmissão e distribuição.
- As exigências e restrições impostas pelas agências ambientais podem exigir que a Companhia incorra em custos adicionais.
- Ataques cibernéticos, ou a violação da segurança de nossos dados, podem levar a uma interrupção de nossas operações, ou a um vazamento de informações confidenciais da Companhia, ou de nossos clientes, terceiros ou partes interessadas, podendo causar perdas financeiras, exposição legal, danos à reputação ou outras consequências negativas graves para a Companhia.
- Falhas na segurança de nossos bancos de dados que contêm dados pessoais do cliente, bem como eventos relacionados à não conformidade com a legislação referente a privacidade e proteção de dados podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados de operações e reputação.
- Os aumentos de energia gerada pela MMGD (micro- e mini-geração distribuída) na área de concessão do Cemig D podem causar um desequilíbrio em seus fluxos de caixa e resultados financeiros.
- Os aumentos nos preços de compra de energia podem causar um desequilíbrio nos fluxos de caixa da Cemig D.
- O fornecimento de energia no Brasil depende intensamente de hidrelétricas, que por sua vez dependem de condições climáticas para produzir energia. Condições hidrológicas adversas que resultam em menor geração de energia hidrelétrica podem afetar negativamente nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.
- As regras relativas ao comércio de energia e as condições de mercado podem afetar os preços de venda da energia.
- As investigações anticorrupção atualmente em andamento no Brasil, que tiveram grande exposição pública, e quaisquer investigações anticorrupção ou alegações contra a Cemig podem ter efeitos adversos na percepção do Brasil, bem como em nossos negócios, condição financeira e resultados de operações.
- Podemos estar expostos a comportamentos incompatíveis com os nossos padrões de ética e compliance e poderemos não ser capazes de os prevenir, detectar ou remediá-los em tempo hábil, o que poderá causar efeitos adversos relevantes no nosso negócio, resultados de operações, condição financeira e reputação.
- Um membro do nosso conselho de administração é parte em processos judiciais.
- As múltiplas utilizações de água e os vários interesses relacionados com este recurso natural podem originar conflitos de interesses entre a Cemig e a sociedade como um todo, que podem causar prejuízos para nosso negócio, resultados de operações, e/ou condição financeira.
- Somos controlados pelo governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses que divergem dos interesses de outros investidores, ou mesmo da própria Companhia.
- Nossos processos de governança, gerenciamento de riscos, compliance e controles internos podem não conseguir evitar penalidades regulatórias, danos à nossa reputação ou outros efeitos adversos em nossos negócios, resultados de operações ou condições financeiras.
- A escassez potencial de pessoal qualificado em áreas operacionais pode afetar negativamente o nosso negócio e os resultados das operações.
- A nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.
- A Aneel possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que as empresas de distribuição de energia cobram de seus clientes. Estas tarifas são determinadas pela Aneel de modo a preservar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão celebrados com a União Federal.

- A Aneel estabelece através de contratos de concessão a Receita Anual Permitida (ou RAP) de nossas empresas de transmissão; se algum ajuste resultar em uma redução da RAP, isso poderia ter um efeito adverso relevante sobre resultados das nossas operações e nossa condição financeira.
- Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos causados a terceiros resultantes da prestação inadequada de serviços de energia.
- Podemos incorrer em perdas e danos de reputação relacionados com litígios pendentes.
- Os regulamentos ambientais exigem que realizemos estudos de impactos ambiental em projetos futuros e que obtenhamos permissões regulatórias.
- Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil perante terceiros.
- O seguro contratado por nós pode ser insuficiente para reembolsar os custos de danos.
- Greves, paralizações de trabalho ou agitação laboral por parte dos nossos funcionários ou dos funcionários dos nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar negativamente os resultados das nossas operações e nossos negócios.
- Uma parte substancial dos ativos da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos e não estaria disponível como garantia para a execução de qualquer decisão judicial.
- Mudanças no clima podem ter efeitos significativos sobre as nossas atividades de distribuição, geração e transmissão.
- Um surto de doenças ou epidemias, como a pandemia de Covid-19, pode afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.
- O impacto contínuo do conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia, ou qualquer alastramento do conflito, pode ter um efeito adverso significativo na economia global, em determinados preços de materiais e de commodities, e potencialmente no nosso negócio.

#### **Riscos relacionados ao Brasil**

- A instabilidade política e econômica no Brasil pode ter efeitos sobre a economia e nos afetar.
- O Governo Federal brasileiro tem exercido, e continua a exercer, uma influência significativa na economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre os nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas.
- A estabilidade do Real é afetada por sua relação com o dólar americano, pela inflação e pela política do governo federal brasileiro referente às taxas de câmbio. Nosso negócio poderia ser adversamente afetado por qualquer recorrência da volatilidade que afeta nossos recebíveis e obrigações atrelados a moedas estrangeiras bem como por aumentos nas taxas de juro prevalecentes no mercado.
- A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la podem contribuir significativamente para incerteza econômica no Brasil e podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados de operações, e condição financeira, e sobre o preço de mercado de nossas ações.

#### **Riscos relacionados com as Ações Preferenciais e Ordinárias, bem como com as ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias**

- A instabilidade da taxa de câmbio pode afetar negativamente o valor das remessas de dividendos para fora do Brasil e o preço de mercado das ADSs.
- Mudanças nas condições econômicas e de mercado em outros países, especialmente nos países latino-americanos e emergentes, podem afetar negativamente nossos negócios, resultados de operações e condições financeiras, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de Ações Preferenciais e ordinárias.
- A volatilidade relativa e a falta de liquidez do mercado brasileiro de títulos podem afetar negativamente nossos acionistas.
- Os titulares dos ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias e os titulares de nossas ações podem ter direitos de acionista diversos daqueles conferidos aos detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

- Controles cambiais e restrições sobre remessas do Brasil podem afetar negativamente os detentores de ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias.
- Os acionistas estrangeiros podem não ser capazes de executar, contra a Companhia ou contra membros de seu Conselho de Administração ou Diretoria Executiva, sentenças proferidas por tribunais em jurisdições fora do Brasil.
- Permutar ADSs de ações preferenciais ou ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter consequências desfavoráveis. Um investidor em nossas ações ordinárias ou preferenciais ou das ADSs delas poderia não conseguir exercer direitos de preferência e direitos de *tag-along* em relação às ações ordinárias.
- As sentenças de tribunais brasileiros referentes a nossas ações serão pagáveis somente em Reais.
- A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia preço vigente de nossas ações, ou das ADSs das nossas ações preferenciais ou ordinárias, no mercado. As ações preferenciais e as 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.
- Futuras emissões de ações podem diluir as participações dos atuais detentores das nossas ADSs ou ações ordinárias e afetar significativamente o preço de mercado desses títulos.
- O Governo brasileiro poderia anunciar que a tributação de ADSs para portadores não residentes deve ser paga no Brasil.

## 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

#### A. [Reservado]

Não aplicável.

#### B. Capitalização e Endividamento

Não aplicável.

#### C. Razões para a Oferta e Uso de Recursos

Não aplicável.

#### D. 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 a CEMIG

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

Operamos a maior parte de nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia e serviços relacionados sob contratos de concessão firmados com o Governo Federal brasileiro 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 12.783 de 11 de janeiro de 2013 ('Lei 12.783/13'), que dispõe sobre as prorrogações das concessões outorgadas antes da Lei 9.074/95. A Lei 12.783/13 determina que, a partir de 12 de setembro de 2012, as concessões anteriores à Lei 9.074/95 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 das seguintes usinas: Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Volta Grande, Camargos, Peti, Piau, Gafanhoto, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Dona Rita, Sumidouro, Poquim e Anil.

Diante da publicação do Edital para o Leilão de Geração nº 12/2015 em 7 de outubro de 2015 ('Leilão 12/2015'), que contemplava o contexto regulatório revisado para renovação de concessões de usinas existentes, como

estabelecido na Lei 13.203 de 8 de dezembro de 2015 ('Lei 13.203/2015'), o Conselho de Administração da Companhia autorizou a participação da CEMIG Geração e Transmissão S.A. (CEMIG GT) em um leilão, realizado em 25 de novembro de 2015, no qual a CEMIG GT logrou êxito. No leilão, a CEMIG GT arrematou o Lote 'D', composto pelas concessões de 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 9 de setembro de 2020, foi sancionada a Lei 14.052, alterando a Lei 13.203/2015 e estabelecendo novas condições para renegociação do risco hidrológico referente à parcela de custos incorridos devido ao GSF (Generation Scaling Factor – Fator de ajuste da energia), suportados pelos detentores de hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, quando houve uma grave crise nas fontes de água. A compensação para detentores de hidrelétricas foi concedida através da extensão do período de concessão para as centrais de geração e foi reconhecida como ativo intangível em troca de uma compensação dos custos de eletricidade. Esta renegociação representa um progresso importante para o setor de eletricidade, reduzindo os níveis de litígio – e para a CEMIG, na medida em que permite a extensão dos períodos das suas concessões de geração. Os períodos de prorrogação aprovados pela ANEEL por meio das Resoluções Normativas 2,919/2021 e 2,932/2021 estão indicados na tabela abaixo:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Extensão da concessão (dias)	Novo prazo de concessão
Emborcação	1.192	672	26 de maio de 2027
Nova Ponte	510	750	12 de agosto de 2027
Irapé	399	934	19 de setembro de 2037
Três Marias	396	2.555	3 de janeiro de 2053
Salto Grande	102	2.555	3 de janeiro de 2053
Sá Carvalho	78	635	28 de agosto de 2026
Rosal	55	1.314	13 de dezembro de 2035
Others (1)	353	-	-

(1) Inclui 20 usinas, das quais 3 são de propriedade da CEMIG GT, 1 é de propriedade da CEMIG PCH, 3 são de propriedade da Horizontes, e as outras são de propriedade de empresas afiliadas da CEMIG. Os períodos de extensão da concessão, em dias, variam entre 252 e 2.555 dias.

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 12.783/13, 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 semelhantes àqueles atualmente em vigor; ou, ainda, que (iii) a compensação recebida no evento de não prorrogação de uma determinada concessão ou autorização será 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.

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

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

autorização caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos contratos de concessão ou autorizações, inclusive aquelas relacionadas ao cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos.

- Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:
- multas por quebra contratual de até 2.0% das receitas da concessionária no exercício 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/ou
- execução das garantias relacionadas à concessão.

Além disso, o Governo Federal brasileiro pode revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes da expiração do prazo da concessão, em caso de falência ou dissolução, ou por rescisão legal, se isso for considerado como sendo 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 em que tem preocupação sobre a operação das instalações da Companhia.

Atrasos na implementação e construção de nova infraestrutura de energia podem 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 de uma autorização pode não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A imposição de multas ou penalidades ou a rescisão antecipada ou revogação pela ANEEL de quaisquer de nossos contratos de concessão ou autorizações, ou o caso de não receber uma compensação suficiente para os investimentos que fizemos, pode afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, e nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações de pagamento.

As regras do Quinto Aditivo do contrato de concessão de distribuição entraram em vigor em 2016. Eles contêm novas metas de qualidade de serviço e requisitos relacionados à sustentabilidade econômica e financeira da nossa empresa distribuidora, CEMIG D (Cemig Distribuição S.A). Essas metas devem ser cumpridas ao longo dos 30 anos da concessão. O cumprimento dessas metas é avaliado anualmente, e o descumprimento pode resultar na obrigação da CEMIG em realizar aporte de capital na CEMIG D ou pode implicar na limitação de distribuição de dividendos ou no pagamento de juros sobre o capital 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.

O contrato de concessão da Gasmig S.A. (Gasmig) estabelece que no evento de descumprimento de qualquer disposição do referido contrato, inclusive atrasos ou não cumprimento das metas previstas neste, o Estado de Minas Gerais poderá impor penalidades à Gasmig. Dependendo da gravidade do incumprimento, as sanções aplicáveis incluem avisos e intervenção. A Gasmig não pode garantir que não será penalizada por descumprimentos do seu contrato de concessão, nem que o seu contrato de concessão não será revogado no futuro. A indenização a que essa subsidiária tem direito na ocorrência de eventual revogação de sua concessão poderá não ser suficiente para recuperação do valor integral de certos ativos. Por conseguinte, a imposição de sanções à Gasmig ou a revogação da concessão poderá acarretar efeito adverso relevante sobre a situação financeira e resultados das operações da Gasmig e da Companhia.



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

Nossas operações são altamente regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia ('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 10.848, de 15 de março de 2004, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor energético brasileiro. Essa estrutura regulatória vem sofrendo diversas alterações nos últimos anos, sendo as modificações mais recentes inseridas via Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/13, que dispõe sobre a prorrogação de algumas das concessões outorgadas antes da Lei 9.074/1995. De acordo com a referida norma, tais concessões podem ser prorrogadas uma única vez, pelo prazo de até 30 anos, a critério do poder concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

O projeto de lei PL 414/2021 (anteriormente PLS 232/2016) está sendo discutido na Câmara dos Deputados. Este projeto de lei propõe alterações a importantes legislações no setor da eletricidade, com o objetivo de melhorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico, com vista à expansão do mercado livre, entre outras medidas.

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 podem ser afetados negativamente.

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

Os governos federal, estadual e municipal brasileiros tem implementado regularmente mudanças em políticas fiscais que têm 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 contratar dívidas, o que poderia afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira.**

A nossa capacidade de realizar o nosso programa de investimentos de capital depende de vários fatores, incluindo a nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, o acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e vários fatores operacionais e de outros tipos. 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 13.303/2016 (a '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 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que regulamenta o endividamento para empresas no setor energético. Além disso, embora possamos acessar os mercados de capitais internacionais e locais, nós, como uma empresa estatal, podemos nos financiar com empréstimos de bancos comerciais locais somente se tal dívida

for garantida por recebíveis, ou com fundos de bancos federais brasileiros em transações com o objetivo de refinarar obrigações financeiras contratadas com entidades do sistema financeiro brasileiro.

Além disso, estamos sujeitos a certas condições contratuais estipuladas em nossos instrumentos de dívida existentes, e podemos contratar novos empréstimos que contenham estipulações restritivas ou cláusulas semelhantes que possam restringir a nossa flexibilidade operacional. Essas restrições podem também afetar nossa capacidade de obter novos empréstimos necessários para financiar nossas atividades e nossa estratégia de crescimento, e para 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\$ 9.6 bilhões de dívida com cláusulas restritivas, e qualquer violação pode ter graves consequências negativas para nós. Veja o item *A Companhia possui um endividamento considerável, e está exposta a limitações de liquidez – o que pode tornar mais difícil a sua obtenção de financiamento para os investimentos planejados, e pode impactar negativamente suas condições financeiras e nossos resultados operacionais*.

Se, por exemplo, rompermos um *covenant* sob as Notas Seniores de 9,25% da CEMIG GT com vencimento em 2024 (*'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, se a Companhia violar uma cláusula financeira restritiva (*covenant*) sob nossa emissão de debêntures, os debenturistas podem acelerar o vencimento da dívida em uma reunião organizada pelo agente fiduciário, a menos que 75% dos debenturistas decidam o contrário.

Uma antecipação dos vencimentos de nossas dívidas poderia ter um efeito adverso significativo sobre nossa condição financeira e poderia 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 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.

**Uma 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 Standard e Poor's, Moody's e Fitch Ratings atribuem uma classificação à Companhia e seus títulos de dívida no âmbito brasileiro, e também uma classificação para a Companhia em âmbito 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 aumentar e 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, desempenho abaixo do esperado ou desastres (tais como explosões, incêndios, eventos climáticos, inundações, deslizamentos de terra, sabotagem, terrorismo, vandalismo ou 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 Companhia depende fortemente da disponibilidade de equipamentos, da qualidade do serviço e da conformidade regulatória dos ativos e instalações que constrói, opera e mantém. A não conformidade pode levar a perdas comerciais e operacionais. 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 qualquer ativo; 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 de curto prazo (*Preço de Liquidação de Diferenças – 'PLD'*), 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 instalações de geração, transmissão ou distribuição, ou 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 — fator que pode tornar mais difícil a obtenção de financiamentos para os investimentos planejados, e que 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 2022, nosso total de empréstimos e debêntures (incluindo juros) foi de R\$ 10,581 milhões – uma diminuição de 6,91% em relação aos R\$ 11.364 milhões em 31 de dezembro de 2021, que por sua vez representou uma diminuição de 24,35% em relação aos R\$ 15,020 milhões relatados em 31 de dezembro de 2020. Em 31 de dezembro de 2022, 52,48% de nossos empréstimos e debêntures, perfazendo R\$ 5.552 milhões, têm vencimentos dentro dos próximos dois 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 baseia 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 aumentar a dificuldade ou o custo 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. Uma redução dos investimentos de capital da Companhia, ou a venda de ativos, pode afetar significativamente os seus resultados operacionais.

***A nossa estratégia para maximizar o valor para os acionistas da CEMIG depende de fatores externos que poderiam impedir o sucesso da sua implementação.***

A estratégia da CEMIG para maximizar o valor acionista na Companhia baseia-se 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.
- Gestão: melhoria de sinergias, e aprimoramento da estrutura de capital, da política de distribuição e da governança.

Todos estes pilares podem ser afetados por fatores externos que estejam fora do controle da Sociedade, em especial quaisquer transações de alienação que devam ter em consideração riscos específicos associados a cada negócio relacionado, tais como desempenho (técnico, operacional, comercial e financeiro), riscos de mercado, riscos setoriais e riscos macroeconômicos nacionais e internacionais (por exemplo, volatilidade do mercado). Além disso, qualquer fechamento de operação de alienação dependerá do desenvolvimento favorável das negociações com potenciais investidores no que respeita às condições das eventuais transações. A Companhia não pode dar garantias de que fatores fora de seu controle não prejudicarão a implementação de suas estratégias para maximizar o valor para o acionista.

***Poderemos não ser capazes de implementar os nossos planos estratégicos de longo prazo dentro do cronograma pretendido, ou sem incorrer em custos imprevistos, o que pode ter consequências adversas para o nosso negócio, resultados de operações e condições financeiras.***

A nossa capacidade de cumprir as nossas metas estratégicas depende, em grande parte, da implementação bem-sucedida, econômica, e em tempo hábil da nossa estratégia de longo prazo e do nosso Plano de Negócios Plurianual. Seguem alguns dos fatores que podem afetar negativamente a implementação dos nossos planos estratégicos:

- Incapacidade de gerar fluxos de caixa ou de obter o financiamento futuro necessário para a execução de projetos ou objetivos estratégicos específicos.
- 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.
- Indisponibilidade de força-de-trabalho ou equipamento necessário.
- Greves.
- Atrasos na entrega de equipamentos por fornecedores.
- Atrasos resultantes de falhas de fornecedores ou terceiros no cumprimento das suas obrigações contratuais;
- Atrasos ou paralisações causados por fatores climáticos ou restrições ambientais.
- Mudanças na legislação ambiental, criando novas obrigações e causando custos adicionais para projetos.
- Instabilidade jurídica causada por questões políticas.
- – e/ou alterações substanciais nas condições econômicas, regulatórias, hidrológicas ou outras.

A ocorrência dos fatores acima referidos, separadamente ou em conjunto, poderia conduzir a um aumento significativo dos custos e poderia atrasar ou impedir a implementação de iniciativas, comprometendo, conseqüentemente, a execução dos nossos planos estratégicos, e afetar negativamente os nossos resultados operacionais e financeiros.

Além disso, por sermos uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado de Minas Gerais, estamos sujeitos a alterações em nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva em decorrência de mudanças no Poder Executivo do Estado devido ao processo eleitoral ou 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, controladas em conjunto e coligadas, ou das empresas nas quais o nosso investimento é minoritário, ou de empresas nas quais podemos vir a investir no futuro, podem afetar negativamente nossas estratégias, resultados operacionais e condições financeiras.***

Detemos participações e fazemos negócios através de várias subsidiárias e investidas, incluindo empresas com ativos nos setores de geração, transmissão, distribuição de energia e gás natural, e outros negócios relacionados. O futuro desenvolvimento das nossas subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas, tais como a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ('TAESA'), Aliança Geração de Energia S.A. ('Aliança'), Guanhões Energia S.A. e Norte Energia S.A. ('NESA') poderia ter um impacto significativo em nossos negócios e resultados operacionais. A capacidade da Companhia de cumprir suas obrigações financeiras está correlacionada, em parte, com o fluxo de caixa e os lucros de suas subsidiárias e investidas, e a distribuição à Companhia por tais empresas de lucros sob a forma de dividendos ou outros adiantamentos ou pagamentos. Se a capacidade dessas empresas de gerar lucros e fluxos de caixa for reduzida, isso pode causar uma redução de dividendos e juros sobre o capital pagos à Companhia, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre os resultados das nossas operações e posição financeira.

Além disso, as investidas podem não atingir os resultados estimados 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 e responsabilidades ambientais, (vii) risco hidrológico, (viii) operação e controle do sistema de energia e (ix) reivindicações 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.

Algumas das nossas subsidiárias e investidas poderão, no futuro, celebrar acordos com credores que possam restringir pagamentos de dividendos ou outras transferências de fundos para a Companhia. Estas subsidiárias são pessoas jurídicas independentes. Qualquer direito que possamos ter em relação ao recebimento de ativos ou outros pagamentos em face de liquidação ou reorganização de qualquer subsidiária pode ser 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 tardia de projetos de construção ou a capitalização tardia de novos investimentos em nossas empresas de geração, transmissão e distribuição podem afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condições financeiras.***

Estamos constantemente envolvidos na construção e expansão de nossas plantas, linhas de transmissão, redes de distribuição e subestações, e consideramos regularmente outros projetos potenciais de expansão. A capacidade da Companhia de concluir projetos dentro dos prazos e dos orçamentos, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Como exemplos, podemos citar:

- Podem ocorrer complicações nas fases de planejamento e execução de projetos de expansão do sistema elétrico e outros novos investimentos, tais como greves, atrasos por fornecedores de materiais e serviços, atrasos em processos concorrenciais, embargos sobre o trabalho, condições geológicas e climáticas inesperadas, incertezas políticas e ambientais, ou instabilidade financeira dos nossos parceiros, empresas contratadas ou subcontratadas.
- Desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de ativos novos.
- Os novos ativos podem funcionar abaixo da capacidade planejada ou o custo relacionado com a sua operação ou instalação pode ser superior ao planejado.
- Dificuldade em obter um capital de giro adequado para financiar projetos de expansão.

- Encerramento não intencional dos ativos de transmissão durante a execução dos projetos de expansão pode reduzir as receitas do negócio de transmissão.
- Recusa pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) a autorizar execução de obras na rede de transmissão, devido a restrições aplicadas ao sistema elétrica.
- – e/ou 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.

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

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

Em 31 de dezembro de 2022, os nossos recebíveis em atraso devidos por clientes foram de R\$ 1.825 milhões, em comparação com R\$ 1.249 milhões em 2021. Em 2022, registramos uma provisão para recebíveis duvidosos no montante de R\$ 820 milhões, em comparação com R\$ 833 milhões em 2021.

Existe a possibilidade de não podermos recolher todos os recebíveis em atraso devidos por nossos clientes, devido a eventos fora do controle da Companhia, tais como a possibilidade do regulador proibir suspensão de serviço. Se não formos capazes de recolher a totalidade ou uma parte dos nossos recebíveis vencidos, ou se incorreremos em perdas que excedam a nossa provisão para contas inadimplentes, pode haver um efeito material negativo sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condições financeiras.

***A sustentabilidade econômico-financeira da CEMIG D está diretamente relacionada à efetividade das ações de controle das perdas de energia, e aos limites regulatórios para perdas de energia estabelecidos para a distribuidora. Caso a CEMIG D não seja bem-sucedida em controlar perdas de energia, pode haver um efeito substancial e adversa sobre nossos negócios, operações, lucros e condição financeira.***

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 elétrica e ocorrem nos cabos e equipamentos do sistema de energia. 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 2022, utilizando uma janela de 12 meses, foi de 11,11%. Este percentual é calculado em relação ao total de energia injetada no sistema de distribuição (o volume total das perdas foi de 6.172 GWh). Deste percentual, 8,77% se referem a perdas técnicas e 2,34% são perdas não técnicas. Esse resultado foi 1,3 ponto percentual inferior ao resultado de dezembro de 2021 (11,27%) e inferior ao objetivo de regulamentação estabelecido pela ANEEL para 2022 (11,23%).

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 e software de fluxo de energia. Diante desse cenário complexo, que envolve 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 danos 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 elétricos, até fatais, explosões e incêndios. Esses acidentes podem ser causados por ocorrências naturais, erros humanos, falhas técnicas ou 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 nas nossas instalações ou em áreas ocupadas por seres humanos, seja de forma regular ou irregular, pode resultar em danos graves, tais como perda de vida, danos ambientais e materiais, perda de produção e responsabilidade em processos civis, criminais e ambientais. Esses eventos também podem resultar em danos à reputação, danos financeiros, penalidades para a Companhia e seus executivos e diretores, e/ou 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 assumam 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 empresas. No que diz respeito às sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem: (i) impor advertências e multas que variam entre R\$ 50 mil a R\$ 50 milhões; (ii) exigir a suspensão parcial ou total de atividades, (iii) suspender ou restringir benefícios fiscais; (iv) cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de instituições financeiras governamentais; ou (v) nos proibir de celebrar contratos com órgãos, companhias e autoridades governamentais.

Quaisquer desses eventos podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira. Além disso, estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com a Lei Federal 9.985/2000, Decreto Federal 6848/2009 e o Decreto 45.175/2009 do Estado de Minas Gerais ('Decreto 45.175'), 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 45.175 também indicou que a taxa de compensação será aplicada retroativamente a projetos implementados anteriormente à promulgação da atual legislação.

Entre as disposições legais que podem levar a investimentos e despesas operacionais está o cumprimento da Convenção de Estocolmo sobre Poluentes Orgânicos Persistentes, da qual o Brasil é signatário. Isso diz respeito ao compromisso internacional de eliminar o uso de bifenilos policlorados (PCBs) acima de 50 mg/kg até 2025, e a eliminação completa até 2028, através do Decreto 5.472, de 20 de junho de 2005. Atualmente, há duas novas legislações relacionadas ao tema: Lei 14.250/2021 e Portaria Interministerial MMA/MME 107/2022. De acordo com essas legislações, a CEMIG precisa ajustar sua prática, e precisa completar seu inventário de PCB. Poderão ser necessários mais esforços se existirem novas alterações na legislação. 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 nossos negócios, condições financeiras, e os resultados das nossas operações. Por último, a adoção ou implementação de novas leis de segurança, saúde e ambiente, novas interpretações da legislação existente, maior rigidez na aplicação da legislação ambiental, ou outros eventos no futuro podem exigir que façamos investimentos adicionais ou incorramos em despesas operacionais adicionais para 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, seja da Companhia ou de nossos clientes, terceiros ou partes interessadas, podem causar perdas financeiras, exposição legal, danos à reputação ou outras consequências negativas graves 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 violar a segurança de nossa rede 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 *softwares* 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 tais incidentes, podem ser significantes. Nossas ações mitigatórias podem não ter êxito, ou resultar em interrupções ou atrasos de nossos serviços, ou perda de atuais ou potenciais clientes, que podem impedir nossas funções críticas.

Ataques bem-sucedidos à segurança dos dados, violações, delitos de funcionários, ou erros humanos ou tecnológicos podem resultar em acesso não autorizado, divulgação, modificação, uso impróprio, perda ou destruição de dados ou sistemas, incluindo dados que nos pertencem ou pertencem a nossos clientes ou a terceiros, ou em roubo de dados sensíveis, regulamentados ou confidenciais, incluindo informações pessoais; em perda de acesso a dados ou sistemas críticos por meio de *ransomware*, de ataques destrutivos ou outros meios; em erros de transação; atrasos de negócios; e interrupções de serviço ou sistema. Observamos um aumento nos ataques de cibersegurança em todo o mundo nos últimos anos.

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 outro tipo de prejuízo aos nossos negócios. Além disso, contamos com fornecedores de infraestrutura terceirizados cujas potenciais vulnerabilidades de segurança podem ter impacto sobre nossos negócios. 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 sensíveis, 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 foram programadas para entrar em vigor em agosto de 2021. A LGPD estabelece regras e obrigações relativas à coleta, processamento, armazenamento e uso de dados pessoais e afeta 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 aplicáveis a nós podem afetar nossos negócios e podem ter um efeito adverso relevante sobre os resultados das nossas operações.

***Aumentos de energia gerados pela MMGD (micro e a minigeração distribuída) na área de concessão do CEMIG D podem causar um desequilíbrio em seus fluxos de caixa e resultados financeiros.***

As tarifas das empresas de distribuição no Brasil trazem inúmeros benefícios voltados a setores específicos, subsídios que vêm aumentando as taxas repassadas aos consumidores finais. No caso dos subsídios à geração renovável (através do que chamamos de Descontos TUSD/TUST), a aprovação da Lei 14.300/2022 definiu um prazo para a concessão desses benefícios, limitando assim tais benefícios. Além disso, o Estado de Minas Gerais (a área de concessão do CEMIG D) possui outros dois fatores que estimulam a implantação de projetos caracterizados como geração distribuída (MMGD): (i) uma elevada taxa de ICMS (imposto estadual que afeta diretamente as tarifas finais de energia pagas pelos consumidores), e (ii) uma grande área com grande insolação que beneficia a geração de eletricidade fotovoltaica. Esses pontos levaram a um crescimento exponencial na implantação de usinas fotovoltaicas na área de concessão da CEMIG D.

Com a expansão das conexões MMGD na área de concessão da CEMIG D, o consumo regulamentado de clientes será parcialmente fornecido por essa geração distribuída, em vez dos contratos de fornecimento de energia adquiridos pela Companhia. Isso criou um excesso de energia, acima do limite regulatório (5%). No entanto, existem mecanismos regulatórios que permitem aos distribuidores trocar energia, permitindo à CEMIG D reduzir suas compras de energia em anos em que o excesso está acima do limite permitido, quando possível. Além disso, a Lei Federal 14.300/22 garante que os custos associados a esse excesso serão repassados às tarifas no ano seguinte. Apesar destes mecanismos, as compras de energia devem ser faturadas e o excedente é avaliado ao preço de curto prazo, tipicamente inferior aos custos de aquisição. Esta diferença pode criar um descompasso de fluxo de caixa, uma vez que a passagem para tarifas só ocorre no próximo ciclo tarifário.

Além disso, os clientes em questão estão usando um método de faturamento chamado 'medição líquida' ('*net metering*' – NEM). Isso significa que, se a geração de energia de um cliente exceder suas necessidades no local e for exportada de volta para a rede, ele receberá um crédito de conta. Este crédito será aplicado à sua fatura mensal à mesma taxa de venda no varejo que teriam pagado pelo consumo de energia de acordo com a sua estrutura normal de taxas. Enquanto isso beneficia o cliente reduzindo seus custos, poderia causar um problema de fluxo de caixa para a Companhia, pois está efetivamente subsidiando o excesso de energia gerado pelo cliente.

### ***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). Portanto, um período adverso em termos de chuvas pode resultar em valores altos do PLD e menor geração hídrica, que pode afetar o fluxo de caixa.

A 'Conta Bandeira' (*Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras tarifárias – CCRBT*) foi criada para estabilizar esta questão. Esta conta gerencia os fundos adicionais que são coletados de clientes cativos da concessão de distribuição. Este pagamento adicional é definido mensalmente com base na avaliação feita pela ONS (Operadora Nacional do Sistema) com base na condição de fornecimento do sistema. Com base nessa análise, a ANEEL define a 'Bandeira' (verde, amarelo, vermelho 1 ou vermelho 2) que será aplicada para ajustar as tarifas. A 'Bandeira' indica que os custos de compra de energia aumentaram; a bandeira amarela impõe o aumento menor, e as outras, aumentos maiores. A metodologia do sistema de Bandeira Tarifária é revisada anualmente; contudo, segundo a metodologia atual, quando ocorrem situações muito adversas, há a possibilidade do sistema não poder responder suficientemente, o que pode resultar em efeitos negativos na posição de caixa dos distribuidores. Esse fator pode ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

No final de 2021, as condições hidrológicas começaram a melhorar e no início de 2022 isso se refletiu em menores custos de energia. O déficit da Conta Bandeira atingiu um nível recorde até o final de 2021, mas o aumento da sobretaxa teve um efeito muito positivo, e em abril de 2022 o déficit terminou. Devido ao período positivo em termos de precipitação em 2022, não houve necessidade de uma sobretaxa adicional durante 2022.

### ***O fornecimento de energia no Brasil depende intensamente de hidrelétricas, que por sua vez dependem de 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 têm sido amplamente divulgadas devido a ela ser um recurso renovável e evitar os substanciais gastos com combustíveis das centrais de geração térmica. Ao mesmo tempo, o principal risco relacionado ao uso desse recurso decorre da variabilidade das aflúncias às usinas. Há variações sazonais substanciais nos fluxos mensais e anuais, que dependem fundamentalmente do volume de precipitação ocorrida durante cada estação. Condições hidrológicas adversas na região sudeste do Brasil causaram seca e escassez de água nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro no passado. 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 termoelétrico complementar e um crescente portfólio de usinas eólicas e fotovoltaicas. Possui também reservatórios de acumulação com o objetivo de guardar 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. A sua principal função é operar de forma otimizada os recursos disponíveis, minimizando os custos de operação e os riscos de falta de energia. No caso de períodos hidrológicos desfavoráveis, o ONS poderá, por exemplo, 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 condições hidrológicas adversas, o sistema pode passar por racionamento, o que pode resultar principalmente em diminuição do fluxo de caixa.

O MRE tem como objetivo mitigar os impactos da variabilidade da geração das usinas hidrelétricas. Esse mecanismo compartilha a geração de todas as usinas hidráulicas do sistema de forma a suplementar a falta de geração de uma usina com a sobra de outra usina. 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', enquanto também recebendo indenização pelas perdas sofridas no ano de 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 no Mercado Livre aderiu à 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 dezembro de 2022, de R\$ 1,124 bilhões no mercado de curto prazo. Essa posição eleva a inadimplência apurada pela 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 ao recebimento prioritário. 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 pode ter um efeito adverso significativo sobre os custos da Companhia, incluindo honorários e despesas judiciais relacionadas ao assunto.

A Lei 14.052/2020 e a 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 nacional desconsiderando a classificação ascendente de preços 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 foram calculados retroativamente de 2012 a 2020, atualizados e remunerados à taxa da ANEEL, de 9,63%. O montante foi pago através da extensão das concessões das usinas. 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 ou (i) no Ambiente de Contratação Regulado (ou 'ACR' – também conhecido como 'Mercado Regulado' ou 'Pool') através de leilões públicos realizados pela ANEEL, ou (ii) no Ambiente de Contratação Livre ('ACL' – também conhecido como 'Mercado Livre'), através de negociações bilaterais com os clientes e comercializadoras. 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 no Mercado Livre podem ser celebrados com outras entidades de geração, ou de comercialização, e principalmente com os 'Clientes Livres'. Os Clientes Livres são aqueles que têm demanda igual ou superior a 1,0 MW: eles podem escolher o seu fornecedor de energia. Esse limite será reduzido para 0,5 MW em 2023, e até 2024 para todas os

consumidores conectados a redes de alta tensão (Portaria 50, publicada pelo Ministério das Minas e Energia em setembro de 2022).

Alguns contratos apresentam flexibilidade no montante vendido, possibilitando ao cliente consumir um maior ou menor volume de energia (5% em média) de nossas empresas geradoras em relação ao originalmente contratado, o que pode acarretar um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e/ou condição 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 compra e 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 1.0MW. Os Clientes Especiais são elegíveis para participar no Ambiente de Contratação Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas a biomassa e parques eólicos. Como previsto pela Portaria 50/2022, até 2024 a restrição da demanda para Consumidores Livres conectados a linhas de alta tensão será reduzida a zero, e assim não haverá mais diferenciação 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 incentivadas de energia alternativa. 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 condição 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 das geradoras hidrelétricas, como nossas empresas de geração, às incertezas da hidrologia. Ele funciona como um pool de empresas geradoras hidrelétricas, 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 plantas gera menos do que o total demandado, o mecanismo reduz a Energia Assegurada das usinas, causando uma exposição negativa no mercado de curto prazo e, por conseguinte, a necessidade de adquirir energia ao preço 'spot' (o preço 'PLD', ou de curto prazo). De forma análoga, quando a totalidade das usinas gera acima do valor requisitado, o mecanismo aumenta a Energia Assegurada 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, pode afetar adversamente os resultados das nossas operações. Adicionalmente, caso não consigamos vender toda a energia que temos disponível (nossa capacidade de geração própria adicionada aos contratos de compra) nos leilões públicos regulados ou no Mercado Livre, a capacidade não vendida será liquidada na CCEE ao PLD, que tende a ser muito volátil. Se isso ocorrer em períodos de baixo PLD, nossas receitas e resultados operacionais podem ser adversamente afetados. O valor do PLD é calculado através dos resultados dos modelos de otimização da operação do sistema interligado nacional utilizados pelo ONS, e pela CCEE. O PLD é atualmente publicado semanalmente pela CCEE para três níveis de carga (Leve, Médio 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 de comercialização 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 precisam ser aprovadas 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.

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 horária 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 de forma mais eficiente as térmicas quando 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 os nossos negócios, condição financeira e resultados de operações.***

Certas investigações anticorrupção podem ter efeitos adversos sobre a CEMIG ou outras empresas do Grupo CEMIG. A percepção dos investidores sobre o Brasil tem sido adversamente afetada por investigações de corrupção pública em grandes empresas brasileiras e por eventos políticos, o que pode 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 dos setores de construção e suprimento de equipamentos, 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, entre outros.

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 alegando ilegalidades relacionadas com prestadores de serviços da Norte Energia S.A. ('NESA') e da 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, em 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.

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 na *Guanhães Energia S.A.* e na MESA (*Santo Antônio Energia S.A.*, ou 'SAESA'). Além disso, 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 conta essas investigações, contratamos uma empresa independente para analisar os procedimentos internos relacionados a esses investimentos, bem como as medidas relacionadas à aquisição da participação da Light na *Enlighted*. A investigação independente foi supervisionada por um Comitê de Investigação independente, cuja criação foi aprovada pelo nosso Conselho de Administração. A investigação independente 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 impactos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Ao final de 2020, a CEMIG iniciou investigações internas sobre alegações que são objeto de investigações do MPMG, referentes a alegadas irregularidades em processos de compras e licitações públicas. Essas investigações estão sendo conduzidas por um novo Comitê de Investigação com o apoio de um investigador e de um escritório de advocacia externos. Em 24 de novembro de 2021, foi concluída a investigação interna independente iniciada em 2020, e seu relatório final foi apresentado e aprovado pelo Comitê de Investigação. No entanto, a Companhia aguarda a conclusão das investigações pelo Ministério Público de Minas Gerais (MPMG) e por outras autoridades brasileiras e internacionais que ainda estão em andamento. A Diretoria Executiva determinou a instauração de um Processo Administrativo Disciplinar (PAD) para verificar a veracidade das denúncias e buscar o afastamento preventivo de todos os gestores da área de Suprimentos e Logística, que visa assegurar imparcialidade e isenção nas investigações. A CEMIG tem cooperado e está cooperando totalmente com toda e qualquer investigação e inspeção por autoridades competentes, seja nos Estados Unidos ou no Brasil.

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 continua cooperando com essas agências. Em dezembro de 2022, a SEC concluiu sua investigação sem mais ação de execução. Em fevereiro de 2023, o DOJ encerrou seu inquérito sobre possíveis violações da FCPA (*Foreign Corrupt Practices Act* – Lei sobre Atos de Corrupção no Exterior). 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, ou penalidades relevantes ou lançamentos negativos significativos na contabilidade, ou danos imateriais, tais 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/ou reputação.***

Os nossos negócios, incluindo as nossas relações com agentes externos, são guiados por princípios éticos e regras de conduta que estabelecemos. Dispomos de diversas normas internas com o objetivo de orientar nossos gestores, funcionários e contratados, e de reforçar nossos princípios éticos e regras de conduta profissional. Devido à ampla distribuição e terceirização das cadeias de produção de nossos fornecedores, não somos capazes de controlar todas as possíveis irregularidades desses terceiros. 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 aos riscos que os nossos funcionários, subcontratados ou qualquer pessoa que venham a fazer negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, de corrupção e suborno, burlando nossos controles internos e procedimentos, se apropriando indevidamente ou se utilizando de nossos ativos para benefícios particulares em detrimento dos interesses da Companhia. Esse risco é agravado pelo fato de que 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 para identificar, monitorar e mitigar riscos podem não ser efetivos em todas as circunstâncias, especialmente junto às empresas que não estão sob nosso controle. No caso das empresas

que adquirimos, os nossos sistemas de controle internos podem não ser capazes de identificar casos de fraudes, corrupção ou suborno que ocorreram antes da 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.

***Um membro do nosso conselho de administração é parte em processos judiciais***

Um membro do nosso conselho de administração é réu em vários processos de evasão fiscal, todos na fase de processo pré-julgamento. Mais informações no *Item 6. – Processos Cíveis e Criminais Significativos que Envolvem Membro-Chave da Administração*. Não podemos garantir que os processos judiciais e administrativos, ou 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 ou 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 utilizações de água e os vários interesses relacionados com este recurso natural podem originar conflitos de interesses entre a Cemig e o público em geral, o que pode ocasionar prejuízos para o nosso negócio, resultados operacionais e/ou condição financeira.***

Atualmente, considerando projetos e empresas que são controlados em conjunto, a CEMIG tem mais de 60 usinas hidrelétricas, com 5.368 MW, representando 97% da nossa capacidade instalada. A água é a principal matéria-prima para a produção de energia da CEMIG e é um recurso sensível às alterações climáticas e vulnerável às consequências da exploração de outros recursos naturais, significativamente afetado pelas ações humanas e sujeito a um ambiente de regulamentação. 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 de uma bacia hidrográfica, o que, por sua vez, leva à necessidade de considerar uma série de restrições de caráter ambiental, de segurança, irrigação, abastecimento humano, hidrovias, e pontes, entre outras. Em períodos de estiagem severa, como os vividos nos anos de 2013 a 2021, 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 das inundações devido às chuvas excessivas. Embora a CEMIG se engaje com outros usuários essenciais, e toma medidas para analisar a contribuição de comunidades e estudos sobre questões relacionadas ao impacto do uso da água, ao mesmo tempo interesses conflitantes no que dizem respeito à utilização de água poderiam, sob reserva de certos limites mínimos anteriormente estabelecidos por lei, afetar sua disponibilidade para uso em operações de alguns de nossos projetos, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e/ou condição financeira.

***Somos controlados pelo governo do Estado de Minas Gerais, que pode ter interesses diferentes dos interesses de nossos outros 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, como estabelecido no seu Estatuto Social, 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 alta 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 10.848/04 (sobre 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 6.404/76 (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 13.303/16 (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 dispendo sobre privacidade e proteção de dados, tal como Lei 13.709/2018 (a 'Lei Geral de Proteção de Dados', ou LGPD) – entre outras.

Além disso, o Brasil possui rigorosa legislação referentes à defesa da concorrência, ao combate à improbidade e a prevenção das práticas corruptas. Por exemplo, a Lei 12.846/13 (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 atos relacionados a processos de licitação e contratos administrativos, e determinou duras penas às empresas punidas. A Companhia 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 obrigados a contratar a maior parte de nossas obras, serviços, 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 ou da nossa Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional, ou ocorrências de comportamentos fraudulentos ou desonestos por parte de nossos funcionários, ou por pessoas físicas ou jurídicas contratadas, ou outros agentes que possam representar a Companhia junto a terceiros, especialmente o Poder Público.

***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 nosso pessoal com sucesso de forma que possam no futuro assumir cargos chave na organização. Nós não podemos assegurar que poderemos treinar, qualificar ou reter pessoas chave de forma adequada, 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 deste tipo pode afetar adversamente os resultados das nossas operações e/ou dos nossos negócios.



***Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.***

O fato de o investidor receber ou não dividendos depende de nossa condição financeira nos permitir a distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira, e das cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) em contratos relacionados aos nossos empréstimos e financiamentos, e se nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando discricionariamente, resolve 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 de nossas subsidiárias gerarem lucro suficiente em um dado exercício fiscal, e também de eventuais cláusulas restritivas de contratos de empréstimos e financiamentos dessas subsidiárias, bem como de restrições eventualmente impostas pela Poder Concedente de nossas concessões, todos fatores que estabelecem limites para os dividendos que as nossas subsidiárias podem pagar à Companhia. Da mesma forma, temos uma limitação no pagamento de dividendos além do mínimo obrigatório de 50% do lucro líquido do exercício social, constante do nosso Estatuto Social, devido a *covenants* em contratos por empréstimos e financiamentos das subsidiárias nos quais somos garantidores. Os dividendos são calculados e pagos de acordo com a legislação brasileira aplicável a 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 pela ANEEL de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão celebrados com a União Federal.***

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 objetivo da Reajuste Anual é de compensar as alterações nos custos que estejam fora do controle de uma Companhia, como o custo da energia para atendimento aos clientes, encargos setoriais definidos pelo Governo Federal, e encargos de transporte em função da utilização 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 o '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; estabelecer um fator com base em economias de escala, que será considerado nos reajustes de tarifa anuais subsequentes; e definir custos de operação eficientes. Uma Revisão Extraordinária ocorre no caso de eventos imprevisíveis que alterem significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Assim, 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, condição financeira e/ou resultados operacionais.

***A ANEEL, através de contratos de concessão, estabelece as Receitas Anuais Permitidas ('RAP') das nossas empresas de transmissão; e caso um desses reajustes resulte em redução de RAP, isso podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos resultados operacionais e/ou condição financeira.***

ANEEL decide, em nome do Governo Federal, as RAPs que recebemos nas nossas empresas de transmissão. Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das receitas: (a) Reajustes Anuais de RAP; e (b) a Revisão Periódica. 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 (i) as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação, e (ii) as receitas do período anterior, que são corrigidas: (a) no caso de Contrato

006/1997, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA); e (b) no caso do Contrato 079/2000, pelo índice IGPM. A Revisão Periódica ocorre a cada cinco anos. Durante a Revisão Periódica, a ANEEL analisa os investimentos realizados por uma concessionária no período e os custos operacionais da concessão. O Poder Concedente leva em conta apenas os investimentos que considera prudentes e os custos operacionais que avalia como tendo sido eficientes, utilizando uma metodologia de avaliação de *benchmarking*. Portanto, o mecanismo de revisão 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 em nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira.

A Revisão Extraordinária de 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 níveis de RAP 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/ou 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 ineficiente 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 porcentagens atribuídas a cada categoria de concessionária de energia são estabelecidas de acordo com o número de votos que cada categoria tem nas Assembleias Gerais do ONS, e como tal podem ser alteradas no futuro. Consequentemente, no caso de sermos considerados responsáveis por quitar quaisquer desses danos, nossos negócios, resultados operacionais e/ou condição financeira podem ser afetados adversamente.

***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, regulatória e trabalhista, 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: 8 – *Informações Financeiras – Processos Judiciais e Administrativos*. Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem provisões para contingências no montante de R\$ 2.029 milhões, em 31 de dezembro de 2022, para ações cujas chances de perda foram avaliadas como ‘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/ou condição financeira. Além disso, um membro de nosso Conselho de Administração está envolvido como réu 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 Cíveis e Criminais Significativos que Envolvem Membro-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 ambiental 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/ou resultados operacionais.

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

Exceto para a utilização de aeronaves, incêndio e certos riscos operacionais, 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 não conseguir prover serviços de geração, transmissão e/ou distribuição. Mantemos seguro apenas contra incêndio, riscos aeronáuticos e 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 distúrbios trabalhistas por parte de nossos funcionários ou de funcionários de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e/ou 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 distúrbios 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 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 anexados como garantia para a execução de qualquer decisão judicial, porque, de acordo com a legislação aplicável e nossos contratos de concessão, os bens revertem para a autoridade concedente para garantir a continuidade na prestação de serviços públicos. Embora o Governo Federal seja obrigado a nos compensar na hipótese de 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 ou detentores de títulos em caso de nossa liquidação e podem afetar adversamente nossa capacidade de obter financiamento adequado.

***As alterações climáticas podem ter impactos significativos nas nossas atividades de distribuição, geração e transmissão.***

Os efeitos das alterações climáticas, o aumento da frequência e intensidade dos acontecimentos climáticos extremos e das alterações regulamentares podem afetar diretamente as nossas atividades de distribuição, geração e transmissão, o que pode levar a impactos financeiros, perda de competitividade, risco de desinvestimento e danos de reputação. Dado que praticamente todas as instalações de geração da CEMIG são compostas por usinas hidroelétricas, as alterações nas chuvas e a dispersão de chuvas afetam certas atividades empresariais. Os eventos extremos também podem afetar as atividades de distribuição e transmissão, principalmente relacionadas à disponibilidade de ativos.

Por outro lado, o alto fluxo de água também é um risco potencial, uma vez que a Empresa é obrigada a abrir comportas para garantir a segurança das barragens, inundando a área a jusante. Além disso, com o aumento da gravidade e frequência de eventos climáticos extremos, como ciclones e inundações, chuvas fortes podem ocorrer em um curto período acompanhado de tempestades e relâmpago. Esses eventos podem danificar as instalações de transporte e distribuição de energia, tornando o recurso indisponível para os clientes.

Além disso, a CEMIG pode ser obrigada a ajustar-se a possíveis mudanças regulatórias definidas pelo governo para alcançar os objetivos a que se comprometeu através da Política Nacional sobre Mudanças Climáticas, que define compromissos para reduzir as emissões até 2030, e através de regulamentos emergentes que incluem mecanismos de preços de carbono. As ações incluem um regulamento aplicável ao consumo de combustíveis fósseis. O preço do carbono aplicado no setor dos combustíveis implicaria um aumento dos preços dos combustíveis fósseis ou das centrais termoelétricas à base de fontes fósseis. O negócio da CEMIG também pode ser impactado por novas tecnologias a médio e longo prazo se não construir parcerias estratégicas ou não conseguir implementar mudanças tecnológicas nos seus serviços. Se não nos adaptarmos, ou se experimentarmos atrasos na adaptação a esse novo cenário global, nossas operações e resultados financeiros podem ser afetados negativamente.

***Um surto de doenças ou epidemias, como a pandemia de Covid-19, pode afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.***

A pandemia de Covid-19 exigiu que os governos, inclusive no Brasil, respondessem em níveis sem precedentes para proteger a saúde pública e para apoiar as economias e os meios de subsistência locais. As medidas e restrições de apoio do governo resultantes criaram desafios adicionais, devido ao rápido ritmo de mudança e as significativas exigências operacionais. Novos surtos, especialmente os resultantes do surgimento de novas variantes do vírus, podem resultar em intensificação das restrições por parte do governo.

A Companhia continua monitorando de perto quaisquer impactos adicionais da pandemia de Covid-19 sobre o ambiente macroeconômico brasileiro, especialmente em relação ao seu negócio e ao mercado em que atua, a fim de decidir ações visando manter a sustentabilidade de suas operações, mitigar os efeitos econômicos e financeiros, e proteger a saúde dos seus funcionários. Em março de 2020 a Companhia criou o *Comitê Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus*, para garantir sua prontidão para tomar decisões à luz da situação de rápida mudança. Várias medidas foram tomadas para proteger a posição de liquidez da Companhia em 2020, como: restrições aos investimentos de capital e reduções de gastos; o pagamento de apenas dividendos mínimos obrigatórios aos acionistas; diferimento dos dividendos e dos juros sobre o capital próprio até ao final de 2020; e a negociação de contratos com os seus clientes no Mercado Livre.

A fim de fazer face à redução nas cobranças resultante da crise econômica, em 2020 foram implementadas pelo Poder Concedente, e reguladas pela ANEEL medidas de apoio ao setor, a fim de garantir que as empresas mantivessem uma liquidez adequada e fossem capazes de cumprir seus contratos na cadeia de abastecimento do setor da eletricidade. 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 foi a criação da ‘Conta Covid’, em 18 de maio de 2020, visando apoiar o setor de distribuição de energia, que, sendo a interface com o cliente, é 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-lhe cumprir as suas obrigações financeiras, apesar da redução da cobrança resultante da crise econômica.

No ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, a pandemia do Covid-19 não teve impacto negativo significativo em nossos negócios nem em nossos resultados das operações.

De acordo com a Organização Mundial da Saúde (OMS), em 5 de maio de 2023, mais de três anos depois do começo da pandemia, o Comitê de Emergência da OMS para a COVID-19 recomendou ao Diretor-Geral, que aceitou a recomendação, que, uma vez que a doença estava bem estabelecida e continuava, ela não se encaixava mais na definição de uma Emergência de Saúde Pública de Importância Internacional (*Public Health Emergency of International Concern* – PHEIC). Isso não significa que a pandemia em si acabou, mas que, por enquanto, a emergência global que causou não se verifica mais. Um Comitê de Monitoramento a ser estabelecido desenvolverá recomendações permanentes e de longo prazo para os países sobre como gerenciar a COVID-19 de forma contínua.

***O impacto do conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia, ou qualquer alastramento do conflito, pode ter um efeito adverso significativo na economia global, em determinados preços de materiais e de commodities, e potencialmente no nosso negócio.***

Os mercados globais estão atualmente operando em um período de incerteza econômica, volatilidade e rupturas, à medida que o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia se desenrola. Esse conflito militar e o efeito das sanções econômicas dele resultantes impostas à Rússia e a certos cidadãos e empresas russos, bem como a resposta potencial da Rússia a tais sanções, ou quaisquer sanções futuras, podem ter um efeito negativo na economia global e são altamente incertos e difíceis de prever. Em consequência disso, muitas entidades fora da região podem ser afetadas negativamente pelo aumento dos preços de commodities como petróleo, gás e trigo, ou por uma potencial desaceleração da economia global. A ocorrência de interrupções de negócios em larga escala pode levar a problemas de liquidez para certas entidades e pode também haver impactos consequentes

na qualidade do crédito de alguns fornecedores. Na data deste relatório anual, embora não estejamos diretamente envolvidos na região e, por conseguinte, tenhamos uma limitada exposição à Rússia e à Ucrânia, tendo em conta as incertezas que circundam os impactos do conflito sobre a economia global, não nos é possível estimar a extensão dos potenciais efeitos do conflito ou de qualquer expansão do conflito sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

## Riscos relacionados ao Brasil

### ***Instabilidade política ou econômica no Brasil pode 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. Eleições gerais foram realizadas em outubro de 2022, para a presidência e para o Congresso. Luiz Inácio Lula da Silva foi eleito presidente, e Geraldo Alckmin vice-presidente, além das eleições para o Congresso Nacional. Além disso, na mesma data, foram realizadas eleições para os Governadores de Estado e os Vice-Governadores, bem como assembleias legislativas estaduais, incluindo a de Minas Gerais. Os resultados dessas eleições, e as políticas eventualmente implementadas pelo Governo Federal e pelos governos estaduais, poderiam ter um impacto relevante em nosso negócio. Além disso, os mercados brasileiros têm vivenciado um alto nível de volatilidade devido às incertezas decorrentes de investigações anticorrupção em curso e outras investigações sendo realizadas pelo Ministério Público Federal do Brasil, 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 viesse a afetar a economia brasileira poderia fazer com que reavaliássemos nossa estratégia.

### ***O Governo Federal tem exercitado 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 do Brasil 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. Medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como 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 condições política e econômica se deteriore, poderemos também enfrentar aumento de custos. Essas incertezas podem afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e condição 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 recebíveis e obrigações atrelados à moeda estrangeira, bem como por aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.***

No passado, a moeda brasileira passou por períodos de grande volatilidade. O Governo Federal brasileiro implementou diversos planos econômicos e tem utilizado uma ampla gama de mecanismos de controle cambial, incluindo desvalorização súbita, pequenas desvalorizações periódicas durante a qual a ocorrência das mudanças variou de diária para mensal, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e um mercado de câmbio paralelo. De tempos em tempos, houve significativas flutuações entre o Dólar norte-americano e o Real brasileiro e demais moedas.

Em 30 de dezembro de 2022 a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar americano estava de R\$ 5,2860 para US\$1,00. Não há garantia de que o Real não se depreciará, ou se valorizará, em relação ao Dólar norte-americano no futuro. Instabilidade na taxa de câmbio entre o Real e o dólar norte-americano pode ter um efeito material adverso sobre nós. A depreciação do Real frente ao Dólar norte-americano e outras principais moedas estrangeiras poderia criar pressões inflacionárias no Brasil e causar aumentos nas taxas de juros, afetando negativamente o crescimento da economia brasileira e, 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 causando aumentos abruptos na taxa de inflação, o que aumentaria nossos custos e despesas operacionais, e pode 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 refinanciaros nossa dívida nos próximos anos, a composição de nosso endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à relação entre as taxas de juros fixas e flutuantes, a relação de curto prazo com a dívida de longo prazo e as moedas em que nossa dívida está denominada ou indexada. Mudanças que afetem a composição de nossa dívida e causem elevações nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar nossos pagamentos do serviço da dívida, podendo ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

***A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados de operações, 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 2020, 2021 e 2022 foram 4,52%, 10,06% e 5,79% respectivamente.

Em 2021, a taxa de inflação foi afetada parcialmente por efeitos residuais sobre a cadeia de suprimento global da pandemia de 2020. Não se pode garantir que a inflação permanecerá nestes níveis. Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos de taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio, ou ações visando ajustar o valor do Real, podem acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos

econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e condição financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, existe a possibilidade que 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 na inflação teria um efeito adverso sobre nossas despesas financeiras e resultados financeiros como um todo. Por outro lado, uma redução significativa da taxa CDI (a taxa de juros para Certificados de Depósito Interbancário), 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 nossas despesas operacionais de caixa é denominada em Reais e tende a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias podem também restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros, ou levar a um 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 relacionados com as Ações Preferenciais e Ordinárias, bem como com as ADSs de nossas Ações Preferenciais e Ordinárias**

***Instabilidade na taxa de câmbio pode afetar negativamente 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 as remessas de dividendos do Brasil para o exterior.

***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 emergentes podem reduzir o interesse dos investidores em valores mobiliários de emitentes brasileiros, incluindo 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 nossos planos 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 ambiente 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 no ambiente normativo, fiscal, econômico e político, que podem afetar a capacidade de investidores de receber pagamentos, em todo ou em parte, relacionado a seus investimentos; e
- restrições sobre 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 2022, 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\$ 6,3 trilhões. A média diária de volume de negociações foi de aproximadamente R\$ 25,2 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, de ter seus interesses protegidos frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador podem diferir, segundo a legislação brasileira das sociedades por ações, das normas de outras jurisdições. Normas contra *insider trading* e *self-dealing*, bem como demais normas para preservação de direitos de acionistas, podem também ser diferentes no Brasil em comparação às normas dos Estados Unidos, 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.***

Os investidores em nossas ADSs de Ações Preferenciais e Ordinárias podem ser adversamente afetados pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros do produto de seus investimentos no Brasil e pela conversão de Reais (R\$) em moeda estrangeira. Restrições deste tipo prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou o produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias de Reais (R\$) 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, contra a Companhia, ou contra nossos conselheiros ou diretores, sentenças proferidas por tribunais em jurisdições fora do Brasil.***

Todos os membros do nosso Conselho de Administração 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 18/2014 e 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 o produto de uma venda de ações.

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 registre o 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 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 em ADRs 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 ou à alienação das ações ordinárias/preferenciais subjacentes ou o repatriamento do produto da alienação podem ser impostas no futuro. Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, ele poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias com o custodiante e basear-se no certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições.

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

***Um investidor de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou das ADSs representando nossas ações ordinárias ou preferenciais poderia não conseguir exercer direitos de preferência e tag-along em relação as nossas ações.***

Os investidores norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs que as representam podem não ter as condições para exercer os direitos de preferência e tag-along que são relacionados com as nossas ações, 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 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 uma isenção de registro está disponível, 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 as nossas obrigações referentes às nossas ações, não seremos obrigados a quitar quaisquer obrigações em outra moeda que não seja o Real (R\$). No Brasil, em conformidade com as limitações brasileiras de controle de câmbio, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda que não seja o Real (R\$) somente poderá ser cumprida em moeda brasileira, à taxa de câmbio determinada pelo Banco Central em vigor na data em que a sentença é proferida, e tais valores serão então reajustados para refletir as variações da taxa de câmbio até a data efetiva do pagamento. Assim, a taxa de câmbio prevalecente pode não propiciar aos investidores não-brasileiros uma plena compensação por eventuais reivindicações decorrentes de, ou relacionadas com as nossas obrigações referentes às nossas ações.

***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 das nossas 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 das nossas ações preferenciais ou 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 os direitos limitados de voto. Os detentores das ADSs representando nossas 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/ou 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 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 e/ou ADSs, assim como nosso lucro e valor patrimonial por ação 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 de 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 que há jurisdição brasileira nesta situação, para cobrar imposto de renda no Brasil de Detentores Não-Residentes.

## Item 4. Informações sobre a Companhia

### A. História e desenvolvimento da Companhia

**A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG** é uma sociedade por ações de economia mista, e possui 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 Candonga*; 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.

Em 11 de novembro de 2021, a Cemig firmou um Contrato de Compra de Ações ("o Contrato") com a AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, incluindo os seguintes termos ('a Transação'): (i) venda de toda a participação da Cemig na Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial, (ii) cessão, para consideração, de todos os créditos devidos à Cemig pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contrapartida total de R\$ 60 milhões, e (iii) um direito contingente de ganho (*earn-out*) para Cemig sujeito a determinados eventos futuros.

Em 5 de maio de 2022, a Cemig concluiu a venda de toda a sua participação na capital social da Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial – bem como a cessão, onerosa, de todos os créditos devidos à Cemig pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contrapartida total de R\$ 60 milhões, com direito a receber um ganho sujeito a determinados eventos futuros, conforme previsto no Contrato de Compra de Ações assinado com AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia em 11 de novembro de 2021.

## **Aumento de capital**

Considerando que em 31 de dezembro de 2021 as Reservas de lucros ultrapassavam o capital social em R\$ 1.523, a Assembleia Geral Anual de Acionistas de e aprovou a proposta de aumento do capital social de R\$ 8.467 para R\$ 11.007, de acordo com o Artigo 199 da Lei das Sociedades por Ações (Lei 6.404/76), por meio da capitalização de R\$2.540 da Reserva de Lucros e distribuição de um bônus em ações, com emissão de 508.008.620 novas ações, cada uma com valor nominal de R\$ 5,00, (169.810.990 ações ordinárias nominais e 338.197.630 ações preferenciais nominais), de acordo com os Estatutos da Companhia.

***A seguir estão descritas algumas atividades relacionadas às subsidiárias da CEMIG, controladas em conjunto e coligadas da Cemig durante os exercícios de 2022, 2021 e 2020 (agregados por negócio):***

### **RENOVA GROUP – Alienação de participação**

Em 11 de novembro de 2021, a Cemig firmou um Contrato de Compra e Venda de Ações ('o Contrato') com a AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, incluindo os seguintes termos: (i) venda de toda a participação da Cemig na Renova Energia S.A. – em Recuperação Judicial; (ii) cessão de todos os créditos devidos à CEMIG pela Renova Comercializadora de Energia S.A. – em Recuperação Judicial – por uma contraprestação em dinheiro de R\$ 60 milhões, e (iii) um direito de ganho (*earn-out*) para Cemig sujeito a determinados eventos futuros.

Em 5 de maio de 2022, a Cemig GT concluiu a venda de toda a sua participação acionária detida na Renova, bem como a cessão de todos os créditos devidos à Cemig GT pela Renova por contraprestação em dinheiro de R\$ 60 milhões, conforme previsto no Acordo.

### **Desinvestimento: Ativas Data Center S.A.**

No dia 28 de dezembro de 2022, a Cemig concluiu a venda de toda a sua participação acionária na **Ativas Data Center S. A.** ('Ativas') à Sonda Procwork Informática Ltda. ('Sonda'). O preço de venda foi de R\$ 60,02 milhões, que foi pago pela Sonda por compensação de: (i) um contrato de empréstimo entre a CEMIG e a Sonda no montante de R\$ 57,58 milhões; e (ii) um saldo devedor de indenização devido pela CEMIG à Sonda, de R\$ 2,44 milhões. Com a conclusão desta transação, a Cemig não tem ações na Ativas, e a Sonda é proprietária de 100% da Ativas.

#### **Desinvestimento: Axxiom**

Em 22 de dezembro de 2022, a CEMIG assinou um contrato de compra e venda de ações para alienação de sua participação acionária de 49% na **Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.** ('Axxiom') à Light S.A., proprietária dos restantes 51%. O acordo está sujeito a certas condições precedentes, que se espera que sejam satisfeitas nos próximos meses, após o qual a transação será concluída. O acordo tem um pagamento simbólico pela Light de R\$ 1,00, com liquidação dos ativos e passivos da Axxiom.

Esta transação está em consonância com o planejamento estratégico da Companhia, que inclui a alienação de ativos que não atuam nas principais atividades do Grupo Cemig.

#### **Transmissora Aliança de Energia Elétrica (Taesa)**

##### ***Taesa vence quatro lotes de projetos de transmissão***

Em 17 de dezembro de 2021, a Taesa venceu a disputa pelo Lote 1 do Leilão de Transmissão 02/2021, promovido nessa data pela Aneel. É prevista que o projeto gerará um montante adicional de R\$ 129,9 milhões de RAP para a Companhia, resultado de um desconto oferecido de 47.76%. O Lote 1 é composto por 363 km de linhas de transmissão, nos estados de São Paulo e Paraná, com previsão de investimento de R\$ 1,75 bilhões, segundo a Aneel, que estima um período de construção de 60 meses.

Em 30 de junho de 2022, a Taesa venceu a disputa pelo Lote 10 do Leilão de Transmissão 01/2022, promovido nessa data pela Aneel. É prevista de gerar um montante adicional de R\$ 18,8 milhões de RAP para a empresa, resultado de um desconto oferecido de 47.86%. O Lote 10 é composto por 93 km de linhas de transmissão, nos estados de São Paulo e Paraná, com previsão de investimento de R\$ 243 milhões, segundo a Aneel, que estima um período de construção de 54 meses.

Em 16 de dezembro de 2022, Taesa venceu as licitações para dois lotes do Leilão de Transmissão 02/2022.

O Lote 3 deverá gerar mais R\$ 91,4 milhões de RAP para a empresa, resultado de um desconto de 47,94% oferecido, e é composto de 279 km de linhas de transmissão e 4 subestações, nos estados do Maranhão e Pará. Tem uma previsão de investimento de R\$ 1,12 bilhões, segundo a ANEEL, que estima um período de construção de 60 meses.

O Lote 5 deverá gerar mais R\$ 152,2 milhões de RAP para a empresa, resultado de um desconto de 34,21% oferecido, e seu objeto é a continuação da prestação de serviços em instalações existentes nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Tem uma previsão de investimento de R\$ 1,18 bilhões, segundo a ANEEL, que estima um período de construção de 60 meses. Parte desse investimento refere-se a uma indenização à antiga concessionária e gerará receita imediatamente.

Estes lotes arrematados têm sinergias importantes. Devem aproveitar a estrutura operacional e de manutenção existente da Taesa, além de eficiências esperadas de capex, e a provável entrega antecipada de projetos, como normalmente realizada pela Taesa.

#### **Cemig Soluções Inteligentes em Energia – CEMIG SIM**

Em 08 de outubro de 2019, foi lançada a Cemig Soluções Inteligentes em Energia – Cemig SIM. Ela compreende as atividades da *Efficientia* e da *Cemig Geração Distribuída – Cemig GD*. 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, a Assembleia Geral Extraordinária da CEMIG aprovou a fusão da Cemig Geração Distribuída – CEMIG GD (subsidiária integral), pelo valor contábil, e como resultado a investida deixou de existir e a Companhia assumiu todos os seus direitos e responsabilidades. A proposta é que o CEMIG SIM atue, neste primeiro momento, mas sem limitação, nos seguintes segmentos: Geração distribuída, serviços de conta, cogeração, eficiência energética (com recursos do Programa de eficiência Energética – P.E.E.) e gerenciamento de suprimento 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.

Em 2021, as vendas da Cemig SIM de fornecimento de energia atingiram crescimento de 107%, totalizando 8.199 MWh/mês, gerados por onze usinas fotovoltaicas (as usinas *Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II e Brasilândia*). Em 2021 de dezembro de 2021 a Cemig SIM tinha 4,752 clientes.

Em 2022, a CEMIG SIM investiu R\$ 82 milhões na aquisição de Usinas fotovoltaicas. Em 31 de dezembro de 2022, a CEMIG SIM tinha 5,600 clientes. A CEMIG SIM planeja investir R\$ 1,2 bilhões de 2023 a 2025 no segmento de Geração Distribuída, de acordo com seus planos estratégicos.

## CENTROESTE

Em 20 de dezembro de 2018, a Cemig notificou a Eletrobras do 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 01/2018. Conforme divulgado oficialmente pela Eletrobras em 22 de outubro de 2018, a oferta vencedora foi de R\$ 43 milhões.

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 declarados pela Centroeste em favor da Eletrobras no período.

Anteriormente à aquisição acima, 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.

Por meio da Resolução Homologatória 3.067/2022, a ANEEL estabeleceu a RAP atualizada do Centroeste em R\$ 32 milhões, para o período de 1 de julho de 2022 a 30 de junho de 2023 (vs. R\$ 29 milhões para o período de 1 de julho de 2021 a 30 de junho de 2022).

## Sete Lagoas

A **Sete Lagoas Transmissora de Energia S.A.** (‘Sete Lagoas’) é uma sociedade privada, constituída em 14 de dezembro de 2010 no Rio de Janeiro.



A Sete Lagoas tem como objetivo social a exploração de concessões de serviços públicos para a transmissão de energia elétrica, proporcionada através da construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica, incluindo serviços de apoio e administração, fornecimento de equipamentos e materiais de reserva, e outros serviços complementares necessários para o transporte de eletricidade, de acordo com as normas estabelecidas na legislação e regulamentação.

Em 16 de novembro de 2011, a ANEEL autorizou a Sete Lagoas a implementar reforço na subestação Sete Lagoas 4, que entrou em operação comercial em junho de 2014.

Em 23 de dezembro de 2021, todas as ações da Sete Lagoas pertencentes à *Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A.* e *Cobra Instalaciones y Servicios S.A.* foram adquiridas pela CEMIG.

Por meio da Resolução Homologatória\_3.067/2022, a ANEEL atualizou a RAP do SLTE, o novo valor sendo de R\$ 8.885 milhões, para o período de 1 de julho de 2022 a 30 de junho de 2023 (vs. R\$ 7.952 milhões para o período de 1 de julho de 2021 a 30 de junho de 2022).

### **Leilão de transmissão nº 02/2022**

Em 16 de dezembro de 2022, a CEMIG GT venceu a disputa pelo Lote 1 do Leilão de Transmissão 02/2022, promovido nessa data pela Aneel. É prevista que o projeto gerará um montante adicional de R\$ 17 milhões de RAP para a Companhia, resultado de um desconto oferecido de 48.05%. O Lote 1 é composto por 165 km de linhas de transmissão, nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com previsão de investimento de R\$ 199 milhões, segundo a Aneel, que estima um período de construção de 60 meses.

O lote premiado tem importantes sinergias: espera-se que aproveite a estrutura operacional e de manutenção existente da Cemig.

### **O Plano estratégico de longo prazo**

O planejamento estratégico da Cemig, composto pela Estratégia de Longo Prazo (2023-2032) e pelo Plano de Negócios Plurianual (2023–2027), foi revisado e aprovado pelo Conselho de Administração em dezembro de 2022. O planejamento definiu que nossa ambição é:

*“Foco na CEMIG D e GT, liderando na satisfação do cliente, e segurança, e alcançando níveis regulatórios de eficiência, por meio de gestão com lógica privada, moderna e sustentável, alcançando Ebitda entre R\$ 10,0 bilhões (2027) e R\$ 13,7 bilhões (2032), e TSR de 21%; fazendo investimentos na ordem de R\$ 42.2 bilhões (2032–2027) e R\$ 85,3 bilhões (2023–32) (com foco em Minas Gerais) e desinvestimentos de R\$ 8,0 bilhões.”*

Este plano visa acelerar a transformação da Cemig, e tem os seguintes fundamentos: satisfação do cliente, 100% digital (transformação digital), busca da eficiência máxima, criação de valor, e gestão ágil com segurança. As principais diretrizes e orientações incluem:

- TI: Digitalizar o CEMIG, permitindo ganho de eficiência e aumento do poder analítico nos negócios;
- RH e Serviços Corporativos: Garantir a obtenção de resultados priorizando o bem-estar dos colaboradores;
- Compras e Logística: Possibilitar a execução da estratégia com um modelo moderno de contratação;
- Jurídico: Transformar a gestão de passivos legais, trabalhistas e fiscais;
- Regulatórias: Agir proativamente com as agências governamentais para captar valor decorrente de questões regulatórias;
- Comunicação: Melhorar a imagem e o relacionamento com os partes interessadas, e municípios, de Minas Gerais;
- Financeiro: Habilitar a execução de investimentos utilizando um nível saudável de alavancagem;
- Controle e Integridade: Gerenciar riscos corporativos e garantir o cumprimento institucional das leis e da ética;

- Inovação: Explorar novas vias de crescimento a partir da transformação do setor, e do desenvolvimento de tecnologias;
- ESG: Manter a empresa socialmente consciente, sustentável e gerida com qualidade;
- Cultura: Consolidar uma cultura organizacional ousada, criando um ambiente seguro, meritocrático, diversificado e inclusivo que nos permita alcançar resultados de negócios sustentáveis e garantir a satisfação de nossos clientes em um mercado competitivo.

## Investimentos de capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019, em milhões de Reais, foram os seguintes:

Exercício findo em 31 de dezembro de	2022	2021	2020
Rede de distribuição	2.777	1.553	1.319
Geração de energia	19	157	58
Rede de transmissão	299	242	153
Outros (1)	404	118	68
<b>Total dos investimentos de capital (2)</b>	<b>3.499</b>	<b>2.069</b>	<b>1.599</b>

(1) Inclui investimentos em infraestrutura e outros.

(2) 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 2023, planejamos realizar investimentos de capital no valor de aproximadamente R\$ 5,726 milhões (vs. R\$ 3,499 milhões em 2022), correspondentes aos nossos programas básico e de expansão. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão dos nossos sistemas de distribuição, geração e transmissão. Os valores previstos para 2023 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 2023 principalmente com recursos do fluxo de caixa das operações e, em menor grau, por meio de financiamentos.

### A. 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 em operações de compra e venda de energia por meio de nossas subsidiárias. Nosso volume total de recursos de energia em 2022 foi de 98.551 GWh, ou 16,3% a mais que em 2021 (84.716 GWh), que por sua vez representou um aumento de 19,4% em relação a 2020 (81.992 GWh). A quantidade de energia que produzimos em 2022 totalizou 7.388 GWh, ou 42,9% menos que em 2021 (5.169 GWh), e 18,6% menos que em 2020 (9.080 GWh). A quantidade de energia comprada por nós em 2022 foi de 91.164 GWh – 14,6% a mais que os 79.547 GWh comprados em 2021, e 24,1% a mais que em 2020 (73.471 GWh). Esses números incluem 5.596 GWh comprados da Itaipu em 2022, 5.580 GWh em 2021 e 5.835 GWh em 2020. Através da *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE) e de outras empresas, adquirimos 85.567 em 2022, 73.917 GWh em 2021 e 67.601 GWh em 2020.

Cinquenta por cento (50%) da energia negociada em 2022 (que compreende 49.498 GWh), foi negociada com clientes finais, tanto cativos quanto Livres. O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição em 2022 foi de 12.538 GWh, o que corresponde a 12,7% dos recursos totais, e 86,7% a menos que a perda de 6.717 GWh em 2021. A tabela abaixo apresenta a repartição dos recursos e requisitos energéticos da CEMIG comercializados nos últimos três anos:

## Balço de Energia Elétrica da CEMIG

(GWh)	2022	2021	2020
<b>FONTES</b>	<b>98.551</b>	<b>84.716</b>	<b>82.552</b>
Energia gerada pela CEMIG	5.547	3.633	7.132
Energia gerada pela Sá Carvalho	284	326	420
Energia gerada pela Horizontes	20	51	53
Energia gerada pela CEMIG PCH	70	74	75
Energia gerada pela Rosal Energia	348	338	389
Energia gerada pelas SPEs	1.050	731	1.011
Energia gerada por Poço Fundo	69	16	-
Energia comprada da Itaipu	5.596	5.580	5.835
Energia comprada na CCEE e de outras empresas	85.567	73.967	67.637
<b>REQUISITOS</b>	<b>98.551</b>	<b>84.716</b>	<b>82.552</b>
Energia entregue a clientes finais	49.498	46.120	39.026
Energia entregue pela Sá Carvalho	472	472	522
Energia entregue pela Horizontes	88	87	85
Energia entregue pela CEMIG PCH	121	120	121
Energia entregue pela Rosal Energia	244	214	249
Energia entregue pelas SPEs	830	1.111	940
Energia entregue pela Poço Fundo	75	11	-
Energia entregue à CCEE e outras empresas	34.685	29.864	34.597
Perdas (1)	12.538	6.717	7.012

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (484 GWh em 2022) 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 2022, fomos um dos maiores grupos de geração de energia no Brasil, com base na capacidade instalada total. Naquela data estávamos gerando energia em 69 centrais elétricas, sendo Pequenas Centrais Hidrelétricas ('PCHs'), e Usinas Hidrelétricas de Energia ('UHES'), eólicas e solares, com capacidade instalada total de mais de 5.519 MW (5.700 MWh em 2021), com usinas em oito estados do Brasil. A grande maioria de nossa capacidade é gerada em usinas hidrelétricas (97,3% da capacidade instalada), sendo o restante gerado por termelétricas e parques eólicos.

Nossas cinco principais usinas representaram mais de 69% da nossa capacidade instalada de geração de energia em 2022:

Ranking (capacidade instalada)	Usina de geração	Participação das Empresas do Grupo CEMIG	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	1.313	2016	11 jul. 2046	UHE	11,69%
2º	Emborcação	CEMIG GT	Restrito	1.192	1982	26 mai. 2027	UHE	100,00%
3º	Nova Ponte	CEMIG GT	Restrito	510	1994	08 dez. 2027	UHE	100,00%
4º	Irapé	CEMIG GT	Restrito	399	2006	19 set. 2037	UHE	100,00%
5º	Três Marias	CEMIG GT	Restrito	396	1962	03 jan. 2053	UHE	100,00%
Subtotal (5 maiores)				3.810				
Total (todas as usinas)				5.519				

(\*) 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. 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 31 de dezembro de 2022, a CEMIG GT e outras redes de transmissão da CEMIG possuíam aproximadamente 7.370 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	–	167
Linhas de 500 kV	2.182	1.370
Linhas de 440 kV	–	109
Linhas de 345 kV	2.039	34
Linhas de 230 kV	795	674
Linhas de 220 kV	–	–
<b>Total</b>	<b>5.016</b>	<b>2.354</b>

(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 Distribuição ('Cemig D').

A Cemig D possui cinco 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 km<sup>2</sup>, ou seja, 96,7% do território do Estado de Minas Gerais. No dia 31 de dezembro de 2022, o sistema de energia da Cemig D compreendia 565.142 km de redes de distribuição, por meio das quais forneceu 23.778 GWh para 9.032.513 clientes regulados e transportou 22.796 GWh para 2.570 Clientes Livres que usam nossas redes de distribuição. O volume total de energia distribuído foi de 46.574 GWh, sendo 47,7% fornecidos aos clientes industriais regulados e Livres, 13,5% a

clientes comerciais regulados e Livres, 24,1% a clientes residenciais regulados e 14,7% 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 Programa de Eficiência Energética, ou '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).

## 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	2022	2021	2020
Receita de fornecimento de energia	30.158	29.619	26.432
Receita de uso da rede de distribuição de energia – TUSD	3.685	3.448	3.022
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e <i>Outros componentes financeiros</i> , em ajustes de tarifas	(1.147)	2.146	455
Componente financeiro decorrente da devolução de valores recolhidos de PIS/Pasep e Cofins aos clientes – realização	2.360	1.317	266
Receita de transmissão			
Receita de manutenção e operação de transmissão	413	355	280
Receita de construção da transmissão	407	252	201
Receita de juros decorrente do componente financiamento no ativo contratual de transmissão	575	660	438
Receita de indenização de geração	47	-	-
Receitas de construção	3.246	1.852	1.436
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	39	54	16
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	467	523	347
Transações com energia na CCEE	183	1.157	154
Mecanismo da venda de excedentes	453	453	234
Fornecimento de gás	4.529	3.470	2.011
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(94)	(70)	(51)
Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS	-	154	-
Créditos de PIS, Pasep e Cofins a serem reembolsados aos consumidores	(830)	-	-
Outras receitas operacionais	2.658	1.935	1.709
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(12.686)	(13.679)	(11.722)
Total das receitas líquidas	<u>34.463</u>	<u>33.646</u>	<u>25.228</u>

## Geração e Comércio de Energia

### Visão Geral

Em 31 de dezembro de 2022, e 2021, as cinco principais usinas da Cemig representavam mais de 69% 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, no Estado de Minas Gerais e 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 2022 foi de 95.551 GWh, um aumento de 12,8% em comparação aos 84.716 GWh em 2021.

### Ativos de geração

Na data deste relatório anual, as subsidiárias, entidades controladas em conjunto e coligadas da Cemig operam 60 usinas hidrelétricas, totalizando 5.368,38 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 a PCH *Machado Mineiro* 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*.

Cemig Geração Poço Fundo S.A. – Produtor independente de energia, operando a pequena central hidroelétrica Poço Fundo, no estado de Minas Gerais, cujos ativos foram transferidos para a Cemig GT.

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

Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Plataforma de crescimento e consolidação de ativos de geração detidos pela Cemig GT e pela Vale (55%). Os ativos envolvidos na constituição da Aliança incluem as usinas hidrelétricas *Aimorés* e *Funil* e referem-se aos seguintes consórcios de geração: *Porto Estrela*, *Igarapava*, *Capim Branco 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.

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 34,08 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.

Paracambi Energética S.A. (que até outubro de 2022 era denominada *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 Guanhões S.A., a PCH Senhora do Porto S.A., a PCH Jacaré S.A. e a PCH Fortuna II S.A. A Guanhões Energia S.A. opera e explora essas quatro PCHs. Três delas – Dores de Guanhões, Senhora do Porto e Jacaré – estão no município de Dores de Guanhões; a Fortuna II está nos municípios de Virgíópolis e Guanhões, todas no Estado de Minas Gerais. Em julho de 2021, o projeto atingiu sua capacidade instalada agregada de 44 MW;

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.

## Parques Eólicos

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

*A Cemig GT 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 em conjunto nas seguintes empresas com parques eólicos em implantação:*

Aliança Geração de Energia S.A. (45%) – Quatro parques eólicos (Garrote, São Raimundo, Santo Inácio III e Santo Inácio IV). 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.

A construção do *Projeto Eólico Gravier*, localizado em Icapuí, também no Estado do Ceará, começou em janeiro de 2021 e iniciou-se a operação comercial completa em dezembro de 2022. O projeto tem 17 aerogeradores, com capacidade instalada total de 71,4 MW.

Há também um projeto em construção, o *Projeto Eólico Acauã* (composto por *Acauã I*, *Acauã II* e *Acauã III*), no estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total de 109,2 MW, e início da operação comercial previsto para setembro de 2023.

## Expansão da capacidade de geração

### Poço Fundo

Em 5 de fevereiro de 2019, a agência reguladora, 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 27 de maio de 2052. A usina é composta por duas unidades geradoras de 15 MW cada.

As obras de expansão estavam em andamento desde janeiro de 2020. A primeira unidade geradora iniciou operação comercial em 30 de setembro de 2022, e a segunda em 1 de outubro de 2022.

### Três Marias GD

Em 20 de Dezembro de 2021 foi iniciada a operação da central fotovoltaica *Três Marias Geração Distribuída*. Esta é a segunda central solar projetada e construída pela CEMIG GT. O investimento em 2022 foi de R\$ 140 milhões (R\$ 12 milhões em 2021). O empreendimento gera 2,5 MWp e está localizada perto da Usina Hidrelétrica *Três Marias*.

### Outros projetos Greenfield

The Company has been developing other greenfield projects aligned with its strategic planning. The following projects are under construction with the perspective of beginning operations in September 2023:

PV Boa Esperança (100 MWp)

PV Jusante (87 MWp)

A CEMIG GT continua a desenvolver projetos de energia hidrelétrica, eólica e solar. O objetivo é aumentar o poder de geração em até 1,9 GW, com investimentos de R\$ 26,6 bilhões, até 2032, a fim de cumprir os planos estratégicos.

Em 23 de agosto de 2022, a Companhia assinou contratos de EPC (Engenharia, Compras e Construção) para construção das centrais fotovoltaicas *Boa Esperança* e *Jusante*, para as quais o *capex* planejado é de R\$ 824 milhões – R\$ 447 milhões para *Boa Esperança* e R\$ 377 milhões para *Jusante*.

A usina de *Boa Esperança*, em um local de propriedade da Companhia em Montes Claros, MG, terá capacidade instalada de inversão de 85MW (100,4 MWp). A usina *Jusante*, em um local de propriedade da Companhia em São Gonçalo do Abaeté, Minas Gerais, terá 7 instalações geradoras, cada uma com capacidade de inversão de 10MW (87 MWp).

A implementação destas usinas está alinhada com o planejamento estratégico do grupo CEMIG, reforçando a sua geração a partir de fontes renováveis, com rentabilidade compatível com o custo de capital da Companhia para este tipo de projeto.

A CEMIG GT também está desenvolvendo projetos fotovoltaicos flutuantes, aproveitando ao máximo as suas centrais hidrelétricas existentes para o estabelecimento das maiores centrais deste tipo nas Américas. A Companhia pretende completar o processo licitatório para a construção destas fábricas até ao final de 2023.

### CEMIG SIM

A CEMIG SIM, subsidiária integral da CEMIG que opera em geração distribuída e soluções de energia, investiu R\$ 82 milhões em 2022 na aquisição de usinas fotovoltaicas. Atualmente, o CEMIG SIM possui 5.600 clientes.

Como parte de seus planos estratégicos, a CEMIG SIM pretende investir R\$ 1,2 bilhões de 2023 a 2025 no segmento de Geração Distribuída.



## 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:

Extensão da Rede de Transmissão (km) em 31 de dezembro de:			
Tensão das linhas de transmissão	2022	2021	2020
500 kV	2.179	2.178	2.178
345 kV	2.036	1.977	1.977
230 kV	794	776	767
<b>Total</b>	<b>5.010</b>	<b>4.931</b>	<b>4.921</b>

Capacidade de transformação (1) das subestações de transmissão em 31/dezembro:			
Subestações	2022	2021	2020
Número de subestações de transmissão (2)	40	39	39
MVA	19.078,15	18.613,15	18.854,65

- (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) e são proporcionais à participação do Grupo Cemig, nas datas indicadas:

Extensão da Rede de Transmissão (km) em 31 de dezembro,			
Tensão das linhas de transmissão	2022	2021	2020
>525 kV .....	270	113	113
500 kV .....	2.202	1.284	1.189
440 kV .....	175	109	109
345 kV .....	53	108	108
230 kV .....	1.085	606	590
<b>Total .....</b>	<b>3.785</b>	<b>2.220</b>	<b>2.109</b>

### 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 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.

Em 23 de dezembro de 2021, a Cemig concluiu aquisição da totalidade das participações detidas pela Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A. e Cobra Instalaciones y Servicios S.A. em Sete Lagoas Transmissora de Energia S.A. ('SLTE'), tornando-se o detentor de 100% de ações dessa empresa. O valor desembolsado pela Cemig foi de R\$ 48 milhões.

A SLTE adquiriu a concessão para Lote H do Leilão Aneel 008/2010, para construção e operação da subestação Sete Lagoas 4. O período de concessão da subestação Sete Lagoas 4 dura de junho de 2014 até junho de 2041.

## 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 2022, investimos de aproximadamente R\$ 2,747 bilhões (R\$ 1,520 bilhões em 2021) 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) em 31/dezembro

Tensão nas linhas de distribuição	2022	2021	2020
161 kV	53,4	49,3	48,7
138 kV	14.243,1	12.998,4	12.788,8
69 kV	3.483,8	3.633,1	3.579,0
34,5 kV + 230 kV	913,8	1.025,1	1.020,0
<b>Total</b>	<b>18.694,2</b>	<b>17.705,9</b>	<b>17.436,5</b>

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

Tensão da Rede de Distribuição	Em 31 de dezembro de,		
	2022	2021	2020
Linhas aéreas de distribuição urbana			
Linhas subterrâneas de distribuição urbana	120.628	120.639	108.674
Linhas aéreas de distribuição rural	2.519	2.538	2.453
Linhas aéreas de distribuição urbana	423.122	423.548	417.141
<b>Total</b>	<b>546.270</b>	<b>546.725</b>	<b>528.269</b>

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

	2022	2021	2020
Número de subestações	449	417	414
MVA	11.809,7	11.021,6	10.884,05

(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 2023 a 2027 baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para acomodar esse crescimento, planejamos adicionar linhas de distribuição, até 67.351 quilômetros de média e baixa tensão e 5.633 quilômetros de alta tensão; e 127 subestações abaixadoras, adicionando 2.800 MVA à nossa rede de distribuição.

**Compra de energia elétrica**

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, compramos 5.596 GWh de energia da Itaipu, representando 11% da energia que vendemos aos clientes finais, e 578 GWh (1,2%) da energia do Proinfa. Também adquirimos 1.045 GWh mediante Contratos de Cotas de Energia Nuclear, ou ‘CCENs’ (2,1%) e 7.606 GWh de energia em Contratos de Cota de Garantia Física, ou ‘CCGFs’ (15%). Além desta contratação obrigatória, possuímos outros dois tipos de compra de energia: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram 19% da energia adquirida para revenda durante o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2022; 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 1% da energia adquirida em 2022.

**Itaipu** — Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, 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.

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 5.899/1973. 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. Para 2020, a Resolução nº 2.642/2019 fixou-a em 10,32%, e para 2021 em a Resolução 2.804/2020 a fixou em 10.20%. Para 2022, a Resolução 3.146/2021 determinou a porcentagem de 10.44%. Essas taxas são fixadas para custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos do principal e juros sobre empréstimos estipulados em dólares de Itaipu e o custo em reais de transmissão dessa energia para a rede básica brasileira. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia de grandes volumes, sendo calculadas em dólares norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar norte-americano/real afetarão o custo, em termos reais, da energia que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia cobrando dos clientes tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao cliente final mediante aprovação da Aneel.

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

**Contratos de Cotas de Energia Nuclear (‘CCENs’):** São contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei nº 12.111/09 e Resolução da Aneel nº 530/12 entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia produzida pelas usinas de Angra I e Angra II.

**CCGFs:** O Decreto 7.805/12 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 12.783/13.

**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. Em 2022 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 2022, a Gasmig forneceu 1.105 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 82,582 clientes de 40 cidades: 102 Instalações industriais de grande e média dimensão, 1.201 pequenas instalações industriais e clientes comerciais, 62 estações de distribuição no varejo que fornecem gás natural a veículos, 2 estações de distribuição de varejo que fornecem gás natural comprimido (GNC) a veículos, 7 projetos de cogeração, 5 distribuidores de GNC a clientes industriais, 81.201 residências, e 2 centrais termoelétricas.

De janeiro a dezembro de 2022, a Gasmig registrou uma despesa de aquisição de gás de R\$ 2,735 bilhões, comparado a uma despesa de R\$ 2,011 bilhões em 2020, significando um aumento de 36%. O número de clientes aumentou 15,93% (principalmente residencial). O volume entregue no mercado excluindo termelétricas a instalações industriais aumentou 2,70%, e para pequenas instalações industriais e clientes comerciais cresceu 12,30%.

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 2022 totalizaram R\$ 55,0 milhões e foram adicionados 74,4 quilômetros à nossa rede de gás natural. Em 2022, A Gasmig concluiu estudos para o Projeto SDGN Centro Oeste, que visa interconexão dos municípios de Betim, Sarzedo, Juatuba, Mateus Leme, Igarapé, São Joaquim de Bicas, Itaúna e Divinópolis, e mais tarde, a distribuição de gás natural para outros municípios das regiões Central e Centro-Oeste. A primeira licitação para aquisição de tubulação para o projeto foi concluída, com entrega prevista para junho de 2023.

Na cidade de Belo Horizonte, os principais projetos desenvolvidos foram os voltados para o atendimento do Mercado Urbano. Redes de densificação de polietileno de alta densidade (PEAD) foram implementadas nos bairros de Belvedere, Burity, Camargos, Cidade Nova, Prado, Sion e Serra.

### **Concessões para distribuição de gás**

Para a distribuição de gás natural, a competência para outorgar concessões é dos estados brasileiros. No estado de Minas Gerais, o órgão outorgante, 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. Cada trimestre as tarifas são reajustadas 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 para cobrir todas as despesas operacionais, comerciais e administrativas realizadas pela concessionária.

Uma Revisão Periódica dos níveis das tarifas é feita a cada cinco anos, 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 uma 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 SEDE estimou em R\$ 852 milhões. Com base no estudo, a SEDE 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.

Em 28 de outubro de 2021, o Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais (SEDE) aprovou um ajuste tarifário a ser aplicado pela Gasmig para as classes de consumidores industriais, de cogeração e GNC/GNL, a partir de 1º de novembro de 2021, com um aumento médio de 3% em relação às tarifas em vigor desde agosto de 2021. Este aumento refere-se à variação dos custos de gás adquiridos pela Empresa.

Em 4 de outubro de 2021, o SEDE publicou em seu site o resultado da consulta pública nº 25/2021, que determinou a taxa de custo do capital da Gasmig em 8,71% e que essa taxa deveria ser aplicada no final do atual processo de revisão tarifária, a partir do próximo ciclo tarifário, a partir de 2022. A Revisão Periódica Tarifária (RTP) é um processo obrigatório de cinco anos estabelecido no contrato de concessão celebrado entre o Estado de Minas Gerais e a concessionária.

Em 3 de janeiro de 2021, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado (SEDE/MG) aprovou o ajuste tarifário para a Gasmig a partir de 1 de fevereiro de 2022 aplicado aos setores Industrial, de Cogeração, Gás Natural Comprimido, Gás Natural Líquido, Gás Natural Veículo, e Clientes residenciais e comerciais. Os aumentos médios para cada categoria de cliente, que variavam entre 16% e 26, em comparação com as tarifas em vigor a partir de novembro de 2021, resultaram da variação do custo do gás adquirido para venda.

Em 27 de abril de 2022, o Governo do Estado de Minas Gerais, através da SEDE, aprovou a taxa de custo de capital de 8.71% a.a., a receita necessária para o próximo ciclo 2022–2026, a margem média de R\$ 0,6626/m<sup>3</sup>, o índice médio de reposicionamento de tarifas de –10.05% sobre as margens em efeito desde fevereiro de 2022, e a nova estrutura tarifária para suprimento pela Gasmig.

### **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 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 havia conquistado um total de 2.024 clientes.

Em 2021, as vendas da Cemig SIM totalizaram 7.753 MWh/mês, gerados por dez usinas fotovoltaicas (as usinas *Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II e Brasilândia* - com um total de 4.752 clientes).

Em 2022, as vendas da Cemig SIM totalizaram 8.199 MWh/mês, gerados por onze usinas fotovoltaicas (as usinas *Janaúba, Corinto, Manga, Bonfinópolis II, Lagoa Grande, Lontra, Mato Verde, Mirabela, Porteirinha I, Porteirinha II e Brasilândia*. Em 31 de dezembro de 2022 a Cemig SIM possuía 5.752 clientes).

Em soluções energéticas, em 2023 a Cemig SIM irá trabalhar na implantação de usinas fotovoltaicas.

### **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**

As perdas energéticas de uma empresa de distribuição são de dois tipos: Perdas técnicas e perdas não técnicas (comerciais). As perdas técnicas são inerentes ao processo de transporte e transformação da energia elétrica e

ocorrem nos cabos e equipamentos do sistema de energia. As perdas não técnicas incluem energia que é fornecida e não faturada, que pode ser o resultado de conexões ilegais (furto), fraude, erros de medição ou falhas em processos internos.

O Índice de Perdas Totais da CEMIG em 31 de dezembro de 2022, usando uma janela de 12 meses, foi de 11,11%. Esta porcentagem está relacionada com a energia total injetada no sistema de distribuição (o volume total de perdas foi de 6.172 GWh). Desse percentual, 8,77% compreendiam perdas técnicas, e 2,34% compreendiam perdas não técnicas. Este resultado foi 0,16 pontos percentuais abaixo do resultado de 2021 (11,27%), e abaixo da meta regulatória estabelecida pela ANEEL para 2022 (11,22%).

Do ponto de vista regulatório, a ANEEL tem sido cada vez mais rigorosa no estabelecimento de metas para perdas de distribuição. Os limites-alvo para perdas não técnicas são definidos com base num modelo de *benchmarking* que utiliza um índice que mede a complexidade socioeconômica de cada área de concessão e a eficiência dos distribuidores no combate às perdas não técnicas de energia. Para as metas para perdas técnicas, a ANEEL utiliza medições e software de fluxo de energia.

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

O total de perdas energéticas registradas pela Cemig no ano de 2022 foi de 6.656 GWh, ou 0,91% a menos que em 2021 (6.717 GWh). A CCEE repartiu perdas na rede nacional, totalizando 484 GWh para a Cemig D, o que foi 1,47% maior que em 2021 (477 GWh).

As perdas técnicas foram 78,93% do total das perdas relacionadas com a Cemig D para o ano de 2022. As perdas na distribuição são inevitáveis devido ao transporte de energia e à sua transformação em diferentes níveis de tensão. Procuramos minimizá-lo através de avaliações rigorosas e regulares das condições operacionais das instalações de distribuição, e investimento para expandir a capacidade de distribuição, para manter os 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: Distâncias de distribuição mais longas (por exemplo, em áreas rurais), naturalmente tem níveis de perdas técnicas mais elevados.

Em 2022 as perdas não técnicas foram 21,07% das perdas totais de energia da Cemig D. Para minimizar as perdas não técnicas, ações preventivas são tomadas regularmente: Os medidores e conexões dos clientes são inspecionados; os leitores de medidores são treinados; os sistemas de medição são modernizados; medidores inteligentes foram instalados; os procedimentos de instalação e inspeção de medidores são padronizados; são instalados medidores com garantias de controle de qualidade; a base de dados dos clientes é atualizada e as ligações irregulares ou clandestinas são removidas.

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

No final de 2022, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela Cemig D, (i) Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor ('DEC'), em horas por ano, e (ii) a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor ('FEC'), foram de 9,48 e 4,58 respectivamente. Em 2021 os valores apurados de DEC e FEC da Cemig D foram de 9,46 e 4,60, respectivamente. O processo de cálculo do indicador é certificado de acordo com a Norma de Qualidade ISO 9001.

O resultado alcançado em 2022 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 ('SAIDI-i') e Índice de Frequência da Interrupção Média do Sistema Interno ('SAIFI-i'). A tabela abaixo mostra o desempenho da Companhia desde 2018.

Year	SAIDI-i (horas)					SAIFI-i (interrupções)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
Limite	11,03	10,73	10,44	10,08	9,98	7,39	7,03	6,67	6,56	6,43
Realizado	10,42	10,56	9,58	9,46	9,48	5,13	4,85	4,86	4,60	4,58

Em 2022, a Companhia não excedeu os limites para SAIFI-i e SAIFI-i especificadas pelo Regulador (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. Nos últimos cinco anos o desempenho da CEMIG D esteve em conformidade com estas exigências contratuais.

## 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, no Estado de Minas Gerais e 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 2022, comercializamos um total de 59.542 GWh, ou 110,1% a mais que em 2021, enquanto o total de energia que transportamos para clientes livres teve crescimento de 2,8%%, atingindo o montante de 22.796 GWh. As vendas de energia para clientes finais e consumo próprio em 2022 totalizaram 44,895 GWh, um aumento de 3,8% sobre 2021. As vendas para as distribuidoras, comercializadoras, outras empresas de geração e produtores independentes de energia em 2022 totalizaram 14,647 GWh – um aumento de 35,3% em relação a 2021.

Em dezembro de 2022 o Grupo Cemig atingiu 9.036.990 clientes faturados – um crescimento de 1,7% na base de clientes, em relação a dezembro de 2021. Destes, 9.036.435 são clientes finais, incluindo o consumo próprio da Cemig; e 555 são outros agentes no setor energético brasileiro.

## Vendas para clientes finais

### Residencial

O consumo residencial representa 18,8% da energia comercializada pelo grupo Cemig em 2022, e totalizou 11.217 MWh, com crescimento de 0,3% em relação ao ano de 2021. O consumo médio mensal por consumidor no ano de 2022 foi de 124,6 kWh/mês, o que corresponde a uma redução de 2,4% comparativamente ao realizado em 2021 (127,7 kWh/mês).

Este consumo menor pela categoria de clientes residenciais está associado com a migração de clientes para a geração micro- e mini-distribuída.

### Industrial

A energia faturada para clientes industriais regulados e livres no Estado de Minas Gerais e outros estados foi de 30,6% do volume total de energia comercializada por nós em 2022, e foi de 18.204 GWh, 28,5% maior que em



2022. Este aumento é a composição da redução de 9,6% no segmento cativo e crescimento de 13,7% no Mercado Livre. A redução do mercado cativo deve-se à migração dos consumidores para o mercado livre, e reflete o cenário atual do setor industrial em Minas Gerais. Segundo o IBGE, a produção industrial de Minas caiu 0,7% em 2022, de 2021. A variação no total da energia vendida a Consumidores Livres industriais está associada com contratos novos que entrarem em vigor em Janeiro de 2022.

### **Comercial e Serviços**

A energia vendida para clientes regulados e livres nesta categoria em Minas Gerais e outros estados representou 10,5% do volume total de energia comercializada por nós em 2022, e foi de 8,957 GWh, 7,5% a mais de que em 2021. Isso reflete um aumento de 5,3% no volume faturado aos clientes regulados da Cemig GT e suas subsidiárias integrais em Minas Gerais e outros estados do Brasil.

Segundo o IBGE, o volume de vendas no varejo em Minas Gerais aumentou 1,0% em 2022, em comparação com 2021, e o volume de serviços aumentou 8,3%.

O crescimento do consumo pelo setor comercial está também relacionado com o aumento do número de clientes, tanto no Mercado Livre (13,1%) como no mercado cativo (19,5%). Este aumento de clientes no mercado cativo está relacionado com a mudança de clientes da categoria *Rural* e *Serviço Público* para a categoria comercial, em conformidade com a revisão cadastral determinada pela Resolução 901/2020 da Aneel.

### **Clientes rurais**

A energia utilizada pela categoria de clientes rurais, um total de 3.093 GWh, foi 22,2% menor que em 2021, e foi 5,2% do total. Esse resultado está relacionado principalmente com a redução de 31,3% no número de clientes cativos, de acordo com a revisão de categorias de cliente determinada pela Resolução 901/2020 da Aneel.

### **Outras categorias de clientes**

A energia fornecida para as demais classes – Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio, totalizou 3.425 MWh em 2022, com aumento de 0,6% em relação a 2021.

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

No ano de 2022, a comercialização de energia atingiu o montante de 12.561 MWh, ou 43,9% a mais que no ano de 2021, devido ao maior volume de vendas a curto prazo às comercializadoras e novos contratos se iniciando em janeiro de 2022.

### **Vendas no Mercado Regulado**

As vendas no Mercado Regulado em 2022 totalizaram 2,086 GWh, ou 0,5% menos que em 2021.

O mercado do Grupo Cemig encontra-se detalhado na tabela abaixo, com a discriminação das transações realizadas no ano de 2022, comparado a 2021:

Tipo de venda	2022				2021				Variação vs. 2021	
	Clientes		Energia		Clientes		Energia		Clientes	Energia
	(un)	(%)	(GWh)	(%)	(un)	(%)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Energia comercializada	9.036.990	100,00	59.542	100,00	8.886.126	100,00	54.087	100,00	1,70	10,09
Para clientes finais	<b>9.035.666</b>	<b>99,99</b>	<b>44.864</b>	<b>75,35</b>	<b>8.884.978</b>	<b>99,99</b>	<b>43.229</b>	<b>79,93</b>	<b>1,70</b>	<b>3,78</b>
Residencial	7.501.704	83,01	11.217	18,84	7.297.174	82,12	11.186	20,68	2,80	0,28
Industrial	30.877	0,34	18.204	30,57	31.009	0,35	16.361	30,25	-0,43	11,26
- Cativos	29.201	0,32	1.533	2,57	29.580	0,33	1.695	3,13	-1,28	-9,56
- Livres	1.676	0,02	16.671	28,00	1.429	0,02	14.666	27,12	17,28	13,67
Comercial	950.849	10,52	8.957	15,04	795.684	8,95	8.334	15,41	19,50	7,47
- Cativos	948.615	10,50	4.542	7,63	793.708	8,93	4.143	7,66	19,52	9,62
- Livres	2.234	0,02	4.415	7,41	1.976	0,02	4.191	7,75	13,06	5,35
Rural	462.154	5,11	3.093	5,19	673.018	7,57	3.975	7,35	-31,33	-22,20
- Cativos	462.142	5,11	3.062	5,14	673.008	7,57	3.944	7,29	-31,33	-22,37
- Livres	12	0,00	31	0,05	10	0,00	31	0,06	20,00	0,15
Outras categorias	90.082	1,00	3.394	5,70	88.093	0,99	3.373	6,24	2,26	0,61
Consumo próprio	769	0,01	31	0,05	730	0,01	33	0,06	5,34	-6,45
Atacado	555	0,01	14.647	24,60	418	0,00	10.825	20,01	32,78	35,31
- Contratos, mercado regulado	27	0,00	2.086	3,50	28	0,00	2.097	3,88	-3,57	-0,50
- Contratos livres e 'Bilaterais'	528	0,01	12.561	21,10	390	0,00	8.728	16,44	35,38	43,92

Esta tabela mostra as vendas de energia do Grupo Cemig para a classe *Industrial* em 2022:

Setores de atividade	Volume faturado (GWh)	(%)
Mineração extrativa.....	2.745	15,1
Metalurgia.....	2.363	13,0
Produtos alimentares.....	2.086	11,5
Produtos químicos.....	2.002	11,0
Mineração não metálica.....	1.941	10,7
Papel e celulose.....	1.264	6,9
Produtos plásticos.....	1.232	6,8
Indústria automotiva.....	1.168	6,4
Têxtil.....	743	4,1
Demais setores.....	2.660	14,6
<b>Total, clientes industriais</b>	<b>18.204</b>	<b>100,0</b>

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 faturamento, são:

Customer	Activity
MOSAIC FERTILIZANTES	Produtos químicos
WHITE MARTINS	Produtos químicos
USIMINAS	Metalurgia e mineração
SYLVAMO DO BRASIL	Papel

HOLCIM	Produto mineral não-metálico e manufatura
COMPANHIA BRASILEIRA DE METALURGIA E MINERACAO	Metalurgia e mineração
SAMARCO	Mineração metálica
NOVELIS	Metalurgia
CARBETO DE SILICIO SIKA BRASIL	Produtos químicos
APERAM SOUTH AMERICA	Metalurgia

### Faturamento

A Resolução Normativa 1.000/2021 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 13.796 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 97,17% 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 8.167 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 0,99% 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 38,48% em 2022, 1 milhão de 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 2022, a Cemig D economizou cerca de R\$ 2,690 milhões (R\$ 1,651 milhões em 2021) por mês com as notas fiscais enviadas eletronicamente. 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 2020 a 2022, são apresentados a seguir, em GWh:

Ano	Primeiro trimestre	Segundo trimestre	Terceiro trimestre	Quarto trimestre
2022	10.641	11.408	11.358	11.456
2021	10.507	10.627	10.931	11.165
2020	10.119	9.267	9.754	10.227

## Concorrência

### *Contratos com Clientes Livres*

Em 31 de dezembro de 2022 a Cemig GT e a CEMIG possuíam um portfólio de contratos com 4.118 clientes, incluindo Clientes Livres e fornecedores (comercializadoras, distribuidoras e geradoras de energia). Deste total, 4.034 são Clientes Livres, representando 73% da energia total vendida pela Cemig GT e a CEMIG no ano de 2022.

A estratégia adotada pela Cemig no Mercado Livre é a negociação e celebração de contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com os clientes. A Cemig busca se diferenciar da concorrência no Mercado Livre por meio do nível de relacionamento com os clientes e da qualidade de seus serviços, com o que tem valor agregado na Cemig GT. Esta estratégia, juntamente com 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. Como regra geral, 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.

### *Licenciamento ambiental, e Instalações em operação*

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 mesmo tenha impacto sobre o patrimônio histórico, cultural ou arqueológico.

Cada licença é válida por um período específico, e um pedido de renovação deve ser feita antes do seu vencimento. Nos termos da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, o pedido para renovação de uma licença ambiental deve ser feito pelo menos 120 dias antes da expiração da licença e permanece válido até

que a autoridade ambiental emita um parecer e/ou emita uma nova licença. Se o pedido não for feito dentro deste período, e a licença não for renovada, e a empresa continuar as suas atividades, a empresa estará sujeita a sanções administrativas e penais.

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.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece sanções para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.710 (atualmente Medida Provisória nº 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 nº 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. Avaliamos o nível de conformidade com as condições utilizando o Índice de Cumprimento de Condicionantes – 'ICC'.

Em 2022, a Cemig GT possuía 10 instalações que operavam sob Licenças Operacionais Corretivas ('LOCs'), e três Termos de Ajuste de Conduta ('TACs') foram obtidas. 44 projetos foram regularizados por meio de Autorizações de Intervenção Ambiental através de pedidos de DAIA (Documento de Autorização para Intervenção Ambiental) pela Cemig D, e quatro pela Cemig GT. Também, as licenças de operação de cinco usinas hidrelétricas foram renovadas.

Todos estes processos foram regularizados (a) nas unidades regionais do *Instituto Estadual de Florestas* (IEF), no caso dos pedidos de DAIA, e (b), no caso das Suprams, via (i) TACs e (ii) vários tipos de licença, sempre através dos seus escritórios nas várias regiões de Minas Gerais.

Para a Cemig GT, obtivemos um DAIA para intervenção ambiental, por exemplo, para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Coronel Domiciano e Paciência, para trabalhos de adaptação destas duas plantas. A vegetação nativa foi suprimida para a abertura de alguns pontos de acesso e expansão de outros.

As instalações de geração e transmissão da Companhia em operação representam 50 Licenças Ambientais nas diferentes modalidades. Há um total estimado de 394 condições ambientais ou mecanismos de controle incluídos nestas licenças – incluem programas de monitorização, atividades de reflorestação, controle da qualidade da água e outras provisões. Como exemplos, podemos citar disposições referentes ao seguinte: Nove programas de monitorização de animais terrestres e fluviais, a sua distribuição e ocorrência, incluindo mamíferos, répteis, anfíbios e aves, e avaliação de como a estrutura da paisagem interage com a sobrevivência dos animais; nove programas de monitorização de peixes para avaliar a distribuição e a ocorrência local de espécies de peixes e larvas/ovos nos locais de desova; 14 programas de monitorização de peixes para avaliar o risco de morte de peixes em centrais hidroelétricas; oito programas realizados todos os anos com foco na erosão das margens dos reservatórios e na aplicação de medidas de controle e recuperação; 20 programas para recuperar áreas degradadas, com reflorestação de áreas de preservação permanente, atuando para reabastecer a vegetação em terras afetadas por instalações ou onde se aplique uma compensação de danos; 28 programas que envolvem a comunidade, como os Programas de Educação Ambiental e o Programa Participativo de Gestão, que organizam uma série de atividades ao longo de cada ano, incluindo estudantes, agricultores, funcionários da Cemig e membros da comunidade local; e 44 programas de monitoramento de qualidade da água e da comunidade aquática, incluindo macrófitas (plantas cuja proliferação excessiva pode causar danos às centrais hidroelétricas).

Dos projetos de geração e transmissão, oito têm uma Autorização Ambiental de Funcionamento (AAF), 32 têm uma Licença Operacional (emissões iniciais, ou renovações) e 10 tem uma Licença de Operação Corretiva, ou LOC).

Além disso: i) Desde dezembro de 2022 as Pequenas Centrais Hidroelétricas Cajuru e Gafanhoto operam ao abrigo de Termos de Ajuste de Conduta ('TACs'); ii) a PCH Rio de Pedras também tem um TAC, em vigor desde Julho de 2022; e (iii) a PCH Poço Fundo, uma vez que está em obras de adaptação, tem uma Licença Prévia (LP), uma Licença de Instalação (LI) e uma Licença de Operação (LO).

Os controles ambientais também se aplicam à distribuição de gás natural pela Gasmig por gasodutos em todo o estado de Minas Gerais. Na maioria dos casos a autoridade ambiental do Estado (a Secretaria de Estado do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável, ou 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 comprovação 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 de licenças.

O planejamento da Gasmig inclui a construção do Sistema de Distribuição de Gás Centro Natural Oeste (SDGN Centro Oeste), um gasoduto que inicialmente permite a interconexão dos municípios de Betim, Sarzedo, Juatuba, Mateus Leme, Igarapé, Itaúna e Divinópolis.

Todos os estudos ambientais foram concluídos – incluindo o Estudo de Impactos Ambientais (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Esses estudos apoiarão a consideração do pedido de licença ambiental, que é da responsabilidade da Autoridade de Supervisão de Projetos Prioritários do Estado de Minas Gerais (Suppri), do Secretaria de Estado de Meio-Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (Semad).

## **Gestão da biodiversidade**

### **Vegetação no Sistema Energético**

A interação das árvores com cabos de distribuição de eletricidade pode causar sérios riscos para a população, bem como interrupções no fornecimento de eletricidade aos consumidores. Como resultado, a Cemig realiza regularmente programas anuais de manutenção preventiva nas regiões urbanas e rurais.

Nas áreas urbanas, a manutenção assume principalmente a forma de poda de árvores que apresentam um risco real ou potencial de tocar em cabos elétricos. A poda é supervisionada por profissionais legalmente qualificados para este trabalho e realizada por equipas treinadas para preservar o sistema elétrico e a saúde e segurança das árvores.

Nas áreas rurais, a Companhia limpa o caminho abaixo dos cabos elétricos – isto consiste na remoção da vegetação, que pode ser espécies de plantas, arbustos ou árvores que estão no caminho das redes de transmissão ou linhas de distribuição. Esta atividade também é supervisionada por profissionais qualificados e treinados e pode ser realizada numa base local pontual, para alcançar a máxima preservação das condições ambientais no local.

### **Populações de peixes**

A construção de centrais hidrelétricas pode criar um risco para os peixes, devido a várias mudanças no ambiente aquático causadas pela operação das plantas. Uma das principais atividades do *Departamento de Gestão Ambiental* da Cemig é prevenir e mitigar acidentes ambientais envolvendo a população de peixes nativos nas suas centrais hidrelétricas. Além disso, a Cemig desenvolveu uma metodologia para avaliar o risco de mortandade de peixes nas usinas para mitigar os impactos causados pela operação de suas usinas. A Companhia também realiza projetos de pesquisa em parceria com universidades e centros de pesquisa para desenvolver

conhecimento científico para servir de base para programas de conservação da população de peixes mais eficazes a serem implementados pela Cemig.

Em junho de 2007, criamos o *Programa Peixe Vivo*, como resultado de membros da alta administração acreditarem que era necessário tomar medidas mais eficazes para preservar as populações de peixes dos rios onde a Companhia tem operações. As principais atividades do programa estão resumidas na sua missão, que é: "Minimizar os impactos nas espécies de peixes, procurando soluções e tecnologias de manipulação que integrem a geração de energia da Cemig com a conservação de espécies nativas de peixes, promovendo o envolvimento da comunidade". Desde a sua criação, o programa tem atuado em duas frentes – (i) busca pela preservação das populações de peixes no Estado de Minas Gerais, e (ii) formação de estratégias de proteção para evitar e prevenir mortes de peixes nas centrais hidrelétricas da Cemig. Os princípios orientadores do trabalho da equipa do Peixe Vivo podem ser resumidos como: Adoção de critérios científicos para a tomada de decisões; estabelecimento de parcerias com outras instituições; e modificação de práticas como resultado da informação gerada.

Desde 2018, os membros do Programa Peixe Vivo têm desenvolvido o *Programa de Avaliação do Risco de Morte de Peixes* (PARMP) com o objetivo de mitigar os riscos potenciais relacionados com a manutenção e operação de centrais hidrelétricas. As suas principais operações são a monitoramento da fauna de peixes, periodicamente e antes de quaisquer procedimentos operacionais das usinas. Biólogos avaliam a densidade dos peixes e as condições ambientais com base em dados de monitoramento. O PARMP foi desenvolvido e validado em dois projetos de pesquisa consecutivos e está agora implementado como um dos programas de otimização contínua da empresa. Desde o início do PARMP até agora, foi observada uma redução de 78% na biomassa média mensal de peixes impactada pela operação das usinas.

Em 2022, a Cemig gastou R\$ 7 milhões em atividades e projetos de pesquisa em relação ao Programa *Peixe Vivo*. Em média, a Cemig tem gasto mais de R\$ 6 milhões por ano nesta população de fauna aquática.

O programa desenvolve sete projetos científicos em parceria com instituições de pesquisa, envolvendo mais de 158 estudantes e investigadores em 2022, que resultaram em 63 documentos publicados.

Estas parcerias, que estão em funcionamento desde 2007, já resultaram em 690 publicações técnicas, de 324 pessoas, e tem se tornado referências nacional e internacionalmente pelas práticas de conservação de peixes e diálogo com a comunidade, apresentando o trabalho da Cemig em vários países e em vários estados do Brasil. Estes resultados acadêmicos, em conjunto com o envolvimento da comunidade, tem sido utilizados para criar programas de conservação mais eficientes e práticos que possibilitem que os peixes coexistam com plantas de geração nos rios brasileiros.

## **Reservas Legais Ambientais**

De acordo com o Artigo 12 da Lei Federal 12.651 de 25 de maio de 2012 (*O Novo Código Florestal Brasileiro*), uma Reserva Legal é uma área dentro de uma propriedade rural que é necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação de processos ecológicos, conservação da biodiversidade ou para abrigo ou proteção da fauna e flora nativas. Geralmente, todos os proprietários de propriedades rurais devem preservar uma área como Reserva Legal. No entanto, a Cláusula 7 do Artigo 12 do Novo Código Florestal Brasileiro estabelece que não será necessária uma Reserva Legal para as áreas adquiridas ou expropriadas pelo titular de uma concessão, permissão ou autorização para explorar o potencial de energia hidrelétrica onde operam projetos de geração de energia elétrica, subestações de energia, ou linhas de transmissão ou distribuição.

Em Minas Gerais, a Lei Estadual 20.922, promulgada em 16 de outubro de 2013, criou a *Política Florestal e a Política de Proteção à Biodiversidade* do estado, adaptando a legislação ambiental às disposições do Código Florestal. Isso teve o efeito de revogar a exigência de Reserva Legal no caso de projetos de geração hidroelétrica, permitindo que os processos de Licenciamento Ambiental Corretivo que tinham sido interrompidos por esta razão no ano anterior fossem retomados. Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do Ibama, em correspondência enviada a nós em 29 de julho de 2008, expressou opinião em relação ao licenciamento corretivo das plantas da Cemig, afirmando que no caso da Cemig não havia necessidade de constituição de Reservas Legais.

A aprovação do Novo Código Florestal Brasileiro e a exclusão dos projetos hidrelétricos da necessidade de registro de Reserva Legal resolveram esta questão, permitindo a continuação do processo de licenciamento

ambiental dos diversos projetos da empresa, com a aquisição das licenças operacionais pendentes e a manutenção da sua conformidade legal.

### Áreas de Preservação Permanente e Zonas de Uso Restrito

As áreas de vegetação em torno de um reservatório são classificadas como Áreas de Preservação Permanente, ou APPs. A largura de um APP varia dependendo se o reservatório está em uma área rural ou urbana. Nas áreas rurais, pelo menos 30 metros devem ser preservados, e nas áreas urbanas pelo menos 15 metros. A preservação das APPs é obrigatória, com a intervenção permitida em condições específicas. De acordo com a Lei Estadual 20.922 de 2013, para reservatórios que foram registados ou cujos contratos de concessão ou autorização foram feitos antes de 24 de agosto de 2001, o faixa da APP é a distância entre os níveis mínimo e máximo da água em operação normal.

A falta de preservação da vegetação, ou a supressão não autorizada da vegetação, em APPs pode levar a sanções administrativas, como multas que vão de R\$ 5.000 a R\$ 50.000 por hectare, limitadas a R\$ 50 milhões, e responsabilidade criminal.

A Lei 12.651 de 2012 submete as APPs de reservatórios artificiais a um programa específico criado para regular o uso e medidas de conservação da área que o rodeia. Este programa, chamado *Plano Ambiental de Conservação e Uso do Ambiente do Reservatório* (PACUERA), deve ser preparado, para cada reservatório, de acordo com os requisitos mínimos determinados pela autoridade ambiental competente no processo de licenciamento ambiental.

Esta exigência foi incorporada na legislação estadual pela *Nova Lei de Política Florestal* do Estado de Minas Gerais, que fez da preparação e aprovação da PACUERA uma condição para a concessão de licenças de operação.

Já incorporamos a preparação dos PACUERAs nos processos de obtenção de licenças operacionais dos projetos sujeitos a licenciamento ambiental a nível estadual. Conforme exigido por lei, a Cemig GT preparou e apresentou pedidos junto dos órgãos ambientais relativos a todas as avaliações ambientais necessárias, incluindo a PACUERA, em relação a todas as instalações que utilizam reservatórios artificiais.

Há também regras que limita o uso das faixas das linhas de transmissão e distribuição. Possuímos servidões para as nossas redes de transmissão e distribuição localizadas em terras sujeitas a restrições. Há, no entanto, construções não autorizadas, principalmente residenciais, em uma parte significativa destas áreas terrestres. Este tipo de atividade provoca riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo residentes e constitui um obstáculo à manutenção e operação do nosso sistema energético. Estamos atualmente procurando soluções para estes problemas, que implicarão ou no reassentamento destes ocupantes, ou em melhorias que tornem possível a manutenção do nosso sistema energético de forma segura e eficiente.

Para mitigar estes riscos, monitorizamos e registramos invasões, e tomamos medidas para evitar invasões nas faixas das linhas de transmissão e sub-transmissão. Foram tomadas várias medidas para preservar a segurança destas linhas, incluindo a contratação de uma empresa para inspeção sistemática, com a implementação de medidas de segurança e obras para minimizar os riscos de acidentes, e remoção da ocupação de faixas de transmissão através de acordos com residentes locais e através de parcerias com os municípios da nossa área de concessão.

Também adotamos medidas de segurança para os ativos de geração de energia para protegê-los contra invasões. Os invasores encontrados dentro da instalação são identificados por uma equipe de vigilância, e providências são tomadas para que eles se retirem do local, sem resistência ou violência.

As usinas estão marcadas com cercas e placas de alerta, indicando que a propriedade é privada, e que a caça, a pesca e a natação são proibidas no local. Para otimizar a segurança nas usinas, pretendemos implementar sistemas eletrônicos de segurança. Nas áreas de risco das instalações de geração hidroelétrica, há sinais que indicam a titularidade, e a proibição da pesca e da natação, devido à risco de um aumento súbito do nível da água causar acidentes fatais. Além disso, bóias de sinalização náutica próximas as grandes barragens indicam os limites de áreas seguras para as embarcações e proibem a entrada para além deles.



A Companhia mantém uma equipa para realizar inspeções periódicas nas suas áreas, avisando a comunidade da proibição de construção, e para remoção de ocupantes irregulares antes de a Companhia tomar medidas legais para a reintegração de posse.

Considerando a vasta área e o número de reservatórios, a Companhia incluiu o uso de imagens de satélite no seu método de inspeção para identificar ocupações irregulares, o que ajudou a identificar invasões e quaisquer danos ambientais com maior eficiência.

Nas operações da Gasmig, as redes de distribuição de gás natural são subterrâneas e atravessam áreas rurais e urbanas. Os tubos são normalmente instalados em vias públicas perto de drenagem pluvial, saneamento, energia e telecomunicações, entre outros serviços públicos. A instalação das redes no subsolo urbano apresenta riscos de danos aos gasodutos por parte de trabalhadores de manutenção de terceiros. No entanto, todas as nossas redes de gás são sinalizadas de acordo com as normas nacionais, e 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 fornece serviços gratuitos de orientação no local para escavações, por qualquer parte externa, através do seu programa *Escave com Segurança*.

A Gasmig também tem planos de inspeção de rede, para verificar as condições de segurança do sistema e evitar intrusões ilegais, construções ou erosão perto de gasodutos. A eficiência da nossa prevenção de qualquer dano por parte externa foi de 99%, em relação ao número total de intervenções executadas perto dos gasodutos. As redes de distribuição da Gasmig têm uma sinalização clara, com georreferencia registrada num registro central. Este registro está disponível para consulta prévia e orientação quando o público ou outras organizações pretendem preparar ou propor projetos. A orientação é dada para a realização de obras que poderiam interferir com gasodutos. As perdas de gás natural são baixas devido à baixa pressão usada em tubos danificados, e devido ao rápido tempo de resposta para a contenção de vazamentos. Foram criadas zonas de bloqueio de segurança para encurtar o tempo de resposta a incidentes e tornar as respostas mais eficazes. A Gasmig também implementou o seu Plano de Gestão de Segurança de Gasodutos Metálicos, que emprega técnicas específicas adequadas para avaliar e detectar quaisquer ameaças de corrosão externa ou interna de oleodutos.

### ***Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento***

Nos últimos anos, a Cemig tem investido uma quantidade considerável de fundos em projetos de inovação, associados ao programa *Pesquisa e Desenvolvimento* da Aneel, o regulador de energia elétrica. As inovações desenvolvidas pelos projetos de P&D da Cemig resultam em benefícios diretos para o público. Projetos inovadores incluem um projeto de carro elétrico, um projeto para um veículo aéreo não tripulado, e expansão do uso da energia solar.

Uma gama específica de estudos, da *Unidade de Manejo de Vegetais* da Empresa, desenvolveu métodos e técnicas inovadoras para a melhoria do desempenho ambiental da Cemig nesta área. Os seguintes são exemplos:

- Projeto P&D 601 – Quebrando ramos de árvores: Um modelo para o risco de queda de ramos de árvores, para manutenção preventiva e redução dos impactos na rede de distribuição. Trata-se de um projeto em parceria com o Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT), para construir um modelo matemático de fácil utilização, capaz de prever o risco de queda de ramos localizados acima das redes elétricas, com base nas suas características físicas e morfológicas. Isto permite que sejam tomadas medidas preventivas para evitar acidentes e interrupções de eletricidade.
- Projeto P&D 615 – Desenvolvimento de uma metodologia para avaliar as árvores urbanas quanto ao risco de queda, utilizando radar penetrante no solo. Trata-se de um projeto em parceria com o campus de Sete Lagoas da Universidade Federal de São João del Rei, com o objetivo de desenvolver um método de avaliação das condições das raízes das árvores urbanas, uma vez que a maior causa de queda de árvores nas redes elétricas é a ruptura, ou a ausência, de raízes sustentadoras.
- Projeto P&D 628 – *Desenvolvimento de uma ferramenta de informática para a gestão de árvores perto de redes de eletricidade – Continuação*: Outras causas (2018-2022): Esta é uma continuação do Projeto 509, uma parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro, visando construir um sistema de baixo

custo para monitoramento de paradas de eletricidade causadas pela interação entre vegetação e cabos de distribuição.

Além disso, a Cemig está sempre na vanguarda de projetos que potencializam técnicas de mitigação de impactos e restauração de habitats. Em 2022, tivemos nove projetos em andamento:

- **Projeto P&D 511 – Projeto de pesquisa para investigar mortes crônicas de peixes em usinas do Grupo Cemig:** Este estudo tem como objetivo reduzir as mortes de peixes ligadas à operação das centrais hidrelétricas através da obtenção de dados para responder a várias questões necessárias à sua compreensão, e levar a propostas de soluções substantivas.
- **Projeto P&D 602 – Estratégias para acelerar a sucessão ecológica em áreas degradadas no Entorno da Usina Hidrelétrica de Emborcação – Serviços ecológicos a favor da restauração ambiental:** Este projeto, em curso na Usina Hidrelétrica de Emborcação, tem como objetivo propor e testar técnicas de recuperação de áreas degradadas através da instalação de ilhas de sucessão ecológica, para atrair a fauna florestal e criar condições para que a flora nativa restabeleça.
- **Projeto P&D 607 – Monitoramento inteligente da qualidade da água em reservatórios hidrelétricos através do desenvolvimento de um algoritmo fotogramétrico:** Este projeto tem como objetivo desenvolver métodos de análise remota e monitoramento da qualidade da água nos reservatórios do Grupo Cemig, utilizando drones e imagens de satélite para complementar a monitoramento tradicional e fornecer dados de forma mais prática e rápida.
- **Projeto P&D 610 – Integridade ecológica de lagos marginais para conservação da biodiversidade do Rio São Francisco:** Este projeto é para medir a integridade ecológica dos lagos marginais do Alto Rio São Francisco, incluindo ações para gerir a operação integrada da hidrelétrica *Três Marias*, com vista à conservação da biodiversidade, especialmente as espécies de peixes.
- **Projeto P&D 611 – Desativação do PCH Pandeiros: Uma experiência sem precedentes na América do Sul:** Um projeto para avaliar os possíveis impactos da remoção da barragem da Pequena Central Hidrelétrica *Pandeiros*, analisando os aspectos físicos, biológicos e ecológicos do ambiente tanto a montante como a jusante em caso de abertura das portas da barragem, envolvendo sempre a comunidade local.
- **Projeto P&D 612 – Importância de trechos livres de rios para o contexto ambiental em regiões de barramento: Integrando novas tecnologias para estudo da ictiofauna:** Este projeto visa diagnosticar a importância de trechos livres de rios na conservação de populações nativas de peixes migratórios em bacias hidrográficas que contêm barragens hidroelétricas. Este estudo trabalha com duas abordagens: (i) Padrões de migração em peixes do Alto Rio São Francisco; e (ii) a distribuição espacial e temporal dos peixes na cascata de reservatórios das centrais hidrelétricas Itutinga e Camargos, na bacia do Rio Grande.
- **Projeto P&D 622 – Desenvolvendo Pessoas e ferramentas sociais:** Este estudo avalia o processo de implementação da Usina Hidrelétrica Irapé, na região do Vale do Jequitinhonha, com o objetivo de oferecer referências e hipóteses científicas, e atividades eficazes validadas por pesquisas e estudos, que possam continuar a minimizar os impactos sociais gerados na área em volta, e nas pessoas, por projetos que exigem a transferência de populações do seu local de origem.
- **Projeto P&D 624 – Diagnóstico para as condições de Desova e recrutamento das espécies de peixes migradores a montante e a jusante da UHE Três Marias:** Este projeto tem como objetivo caracterizar as condições necessárias para a desova e recrutamento das espécies de peixes migratórios do Rio São Francisco, estabelecendo um modelo conceitual para estes eventos na área estudada.
- **Projeto P&D 635 – Uso de ferramentas inovadoras para a detecção e monitoramento de peixes em ambientes de água doce:** Este projeto reúne técnicas tradicionais, ecografia ambiental e análise de DNA, procurando desenvolver metodologias inovadoras de monitoramento de peixes nos reservatórios. Também tem como objetivo criar um banco de dados para armazenar informações históricas sobre as atividades de monitoramento de peixes da Cemig.

## Medidas de compensação

A Lei Federal 9.985 de 18 de julho de 2000, e o Decreto 4.340 de 22 de agosto de 2002 exigem que as empresas cujas atividades resultem em grandes impactos ambientais invistam em, e mantenham, *Unidades de Conservação*, para 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 significativo. A autoridade ambiental competente para licenciar o projeto estipula a compensação ambiental para cada empresa, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao ambiente.

Decreto Federal 6.848 de 14 de maio de 2009 e o decreto do Estado de Minas Gerais 45.175 de 17 de setembro de 2009 regulamentam a metodologia para decidir essas medidas compensatórias, exigindo que até 0,5% do total investido na implementação de um projeto que cause impactos ambiental significativo seja aplicado em medidas compensatórias.

O cumprimento do Sistema Regional de Transmissão Central foi obtido sob a Licença de Operação Corretiva (LOC) 083/2010, emitida em 3 de maio de 2010 pelo *Supram* da região Metropolitana Central.

A Condição 3 define o seguinte procedimento para a compensação ambiental obrigatória: Apresentar um pedido junto à *Gerência de Gestão da Compensação Ambiental* do *Instituto Estadual de Florestas* de Minas Gerais ('IEF/GECAM') para conformidade da compensação ambiental (Lei 9.985/2000 do *Sistema Nacional de Unidades de Conservação* ('SNUC'), nos termos do Decreto 45.175/2009.

Para a emissão da licença subsequente, o cumprimento da compensação ambiental será considerado como feito apenas após assinatura do Termo de Compensação Ambiental e publicação do seu resumo, conforme o Artigo 13 do referido decreto, no prazo de 60 dias a contar da data de uma declaração a favor, por parte da Advocacia Geral do Estado (AGE), em relação a qualquer atraso de compensação ambiental ao abrigo da lei do SNUC.

A Cemig aguardou a declaração da AGE, porque acredita que a cobrança da compensação ambiental por projetos implementados antes da publicação da Lei 9985/2000 do SNUC é ilegal; e que os estudos necessários para a Licença Ambiental são: (i) O Relatório de Controle Ambiental, ou RCA, e (ii) o *Plano de Controle Ambiental* (PCA); e não (a) o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e (b) o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), conforme estabelecido pela Lei do SNUC.

A AGE, no entanto, não fez nenhuma declaração. Entretanto, em 7 de julho de 2011, o Estado de Minas Gerais publicou Decreto 45.629 de 2011, que altera o decreto 45.175 de 2009. O Decreto 45.629 estendeu a obrigação de compensação ambiental para incluir projetos já implementados e em funcionamento antes da publicação da regra e estabeleceu que uma decisão judicial que identificasse um "impacto ambiental significativo" pode basear-se em outros estudos ambientais que não a EIA e a RIMA. Assim, tornou obrigatória a compensação ambiental ao Sistema Central de Transmissão.

O processo de compensação ambiental foi então formalizado com o organismo ambiental.

A proposta para a medida de compensação ambiental do projeto foi apresentada à Câmara de Proteção à Diversidade e Áreas Protegidas da Copam (CNR), para consideração, na sua 72ª reunião ordinária, realizada em 24 de junho de 2022, onde foi aprovado pelo Conselho de Administração, e publicado no *Diário Oficial* do Estado de Minas Gerais em 25 de junho de 2022.

O Decreto 45.629/2011 especificou que o cálculo da Compensação Ambiental para projetos implementados antes da publicação da Lei Federal 9.885/2000 será baseado no valor contábil líquido (VCL).

Atualmente, está sendo assinado um *Termo de Compromisso De Compensação Ambiental* (TCCA) com o Instituto Estadual de Florestas de Minas Gerais (IEF), que irá estabelecer a forma de cumprimento da medida de compensação ambiental, no contexto do licenciamento com os Sistema de Transmissão Central Regional.

No Cemig GT (geração), a compensação através de áreas protegidas resultou na criação de três *Reservas Particulares do Patrimônio Natural* (RPPNs): A RPPN *Galheiro* está ligada à Usina Hidrelétrica *Nova Ponte*; a RPPN *Coronel Domiciano* está ligada à *PCH Coronel Domiciano*; e a RPPN *Fartura* está ligada à Usina Hidrelétrica *Irapé*. Também temos uma estação de ecologia – a *Estação Ambiental Itutinga* – ligada à Usina Hidrelétrica *Itutinga*. As três primeiras destas usinas gerem estas áreas sob os *Planos de Manejo*, que são documentos exigidos pela Lei Federal 9.985/2000. Além de funcionar como um refúgio para a fauna e a flora nativas, as RPPNs

desempenham um papel importante na educação ambiental. Na Estação Ambiental de Itutinga, mudas de espécies nativas do Cerrado e biomas da Mata Atlântica são produzidas e usadas em reflorestamento ou doadas a comunidades em locais próximos a projetos da Cemig.

Para além da compensação ambiental referida acima, são rotineiras compensações florestais para a limpeza de faixas de transmissão e acessos em que a vegetação foi suprimida.

Para a empresa de distribuição da Cemig (Cemig D) existem vários métodos alternativos de compensação ambiental – por exemplo, o plantio de mudas de espécies de vegetação nativas do bioma afetado na área degradada: em 2022, estas constituíam um total de 87,39 hectares. Também houve compensação através de transações em terra e sua preservação. Nesta modalidade, a Cemig doa áreas dentro dos limites das Unidades de Conservação às autoridades públicas, para garantir restrições às atividades que possam prejudicar o ambiente através da gestão e conservação dessas áreas. As propostas de regularização apresentadas aos órgãos ambientais competentes e aprovadas em 2022 totalizaram 429,06 hectares.

Outros requisitos ambientais podem ser aplicáveis devido aos impactos de vários projetos. Estes podem incluir: a estruturação e operação de programas de monitoramento da fauna e da flora das regiões que rodeiam as instalações do sistema energético; programas de educação ambiental; e Programas de Recuperação de Áreas Degradadas (PRADs).

**A Gasmig** está realizando operações de recuperação ambiental em áreas do Parque Estadual da Serra do Rola Moça, devido à necessidade de compensação ambiental em relação à instalação de gasodutos.

Este parque estadual cobre partes dos municípios de Belo Horizonte, Brumadinho, Nova Lima e Ibirité. Tem uma rica biodiversidade e tem grande importância na proteção dos recursos hidrológicos.

As áreas em que a Gasmig está trabalhando foram degradadas por antigas instalações de minas e encontram-se numa área de fácil acesso, perto do Centro Integrado de Operações.

Foram feitas adaptações físicas para melhorias no escoamento superficial de água, com a construção de várias paliçadas para retenção de sedimentos, para favorecer a qualidade do local para o plantio de 3.000 mudas de espécies arbóreas nativas da região.

### O mercado de Carbono

O Grupo Cemig participa em projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (*Clean Development Mechanism*) – ‘MDL’ ou ‘CDM’ – registrados na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC). Estas incluem 6 pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), com capacidade total de 96 MW.

Na *Guanhães Energia* o potencial de geração de créditos é de 44.488, dos quais 49% pertencem à Cemig; na PCH *Cachoeirão* o total é de 34.059 créditos (dos quais 49% pertencem à Cemig); e na Usina Hidrelétrica de *Paracambi* o total de créditos é de 33.993, dos quais 49% pertencem à Cemig. Em 2022, esses projetos foram monitorados, correspondendo a 57,186.92 créditos para a Cemig.

Como parte do Plano Estratégico 2025, a Companhia tem o objetivo de adicionar mais capacidade de 1GW (450 MW<sub>médio</sub>) ao portfólio da Cemig, através de projetos para geração a partir de fontes de água, eólica e solar, com retornos financeiros adequados, mantendo assim todo o seu portfólio de geração 100% renovável.

Projeto	Número de registro	Status	Redução anual estimada, tCO <sub>2</sub> eq	Período de crédito	Créditos emitidos
<b>Guanhães</b> SPC <b>(4 PCHs, 44 MW)</b>	3.088	Registrado	44.488	Jan. 2013 – jan. 2020 (renovável) 31 jan. 2020 – 30 jan. 2027 (Foi renovado)	–
<b>Cachoeirão</b> PCH <b>(27 MW)</b>	4.788	Registrado	34.059	3 fev. 2019 – 2 fev. 2026 (Renovável)	47.680 (jan. 2013 – dez. 2020)

<b>Settesolar</b> Central Solar(3 MW)	9.056	Registrada	942	Fev. 2013 a fev. 2020 (Não renovado)	–
<b>Pipoca</b> PCH 20 MW)	6.382	Registrada	17.051	Dez. 2012 – dez. 2019 (Não renovado)	–
PCH <b>Paracambi</b> 25 MW)	9.893	Registrada	38.161	9 jul., 2021 – 8 jul., 2028	–
Usina Hidrelétrica <b>Santo Antônio</b> (3.568 MW)	9.282	Registrada	4.015.196	Jan. 2013 – dez. 2022 (Prazo fixo – vencido)	1.057.929

### **Gestão de equipamentos e resíduos contaminados com bifenilos policlorados (PCBs)**

O Brasil assinou e ratificou a Convenção de Estocolmo, que inclui metas relacionadas com a gestão de PCBs em equipamentos elétricos. O Brasil proibiu a produção, importação e venda de PCBs desde 1981 e tem feito esforços para atingir os objetivos do Convenção de Estocolmo. Na Cemig, quase todos os grandes equipamentos contaminado com PCB foi removido do sistema elétrico e enviado para incineração. Os poucos grandes equipamentos contaminados com PCB ainda em funcionamento serão eliminados de forma adequada dentro dos prazos da Convenção. A Cemig tem mantido as suas boas práticas históricas para evitar mais contaminação.

### **Tecnologias operacionais – Cemig**

A Cemig investe em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista a sua estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais das redes de geração, distribuição e transmissão. Também segue 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 Gerenciamento e Coordenação de Carga**

O Centro de Operação do Sistema da Cemig (COS), localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o ‘centro nervoso’ 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 53 subestações de extra alta tensão, 17 grandes usinas geradoras, 31 usinas de geração menores, 3 usinas eólicas, e 2 usinas de geração solar.

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 448 subestações de distribuição, 546.247 quilômetros de redes de distribuição de média e baixa tensão, 18.895 quilômetros de linhas de sub-transmissão e 8,91 milhões de clientes, e opera em 774 municípios de Minas Gerais.

Em 2022 fornecemos uma média de 123.516 serviços de campo por dia. 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 *Sistema Atlantis* modernizou e unificou o sistema de geoprocessamento de linhas e redes de distribuição da Cemig. O 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 permite 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*) da Companhia, 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 e dimensionamento adequado da rede. O Sistema Atlantis é utilizado pelas equipes de registro de ativos de alta, média e baixa tensão da Cemig.

Em 2019, 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 módulo *Máquina de Projeto* foi ativado, que gerencia o processo de elaboração de projetos elétricos de forma integrada com o sistema SAP/ECC, de forma que a geração do BOM (lista de materiais) é criada de forma automatizada a partir do desenho técnico elaborado no Sistema Atlantis, com sincronização de todas as etapas do processo entre o Sistema Atlantis e o módulo PM do SAP/ECC. O processo inclui a solicitação do cliente no SAP/CRM, autorização de execução, preparação de desenho, envio da BOM, preparação do orçamento, autorização para execução do trabalho, construção, modificações do projeto (conforme construído), inspeção, mensuração da construção, pagamento, fechamento e capitalização dos ativos implantados.

No ano passado, iniciamos um projeto importante para atualizar a versão do *GE Smallworld Electric Office*, que é o software base para a nossa solução GIS. O principal objetivo do projeto é migrar da versão 4.3 de componentes, produtos, integrações e personalizações para a versão 5.2 ou superior. A previsão para implantação é maio de 2023.

Temos um sistema de engenharia com funções de geoprocessamento (*Gestão da Distribuição –GDIS*) que é responsável pela coordenação das operações de serviço de campo (manutenção, restauração e atendimento ao cliente em tensões elétricas baixas e médias), atendendo 27 mil serviços ao cliente, realizados diariamente por 2 mil equipes ligadas a este sistema por mensagem de troca de GPRS ou ligação por satélite, enviando cerca de 700 mil mensagens mensais. Em 2022 não houve implementações significativas, embora os esforços fossem para manter a estabilidade e disponibilidade do sistema que são fundamentais nestes processos específicos de distribuição de energia.

A Cemig possui 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 em forma de mapa.

## Rede interna de telecomunicações

A rede de telecomunicações da Cemig é composta por 1.036 Estações de Comunicação. Destas, 387 possuem ligações de micro-ondas de alto desempenho e um sistema óptico de 2.519 km de fibra óptica que fornece uma combinação de rede de telecomunicações. Nossa robusta rede de dados também possui instalações de comunicação que compartilham infraestrutura de subestações, usinas de geração, e linhas de transmissão e distribuição de alta tensão.

A solução fornece um leque de serviços, desde redes telefônicas corporativas e operacionais até redes de telecomunicações cruciais, dedicados 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, e previsão de raios e tempestades, e um sistema hidro meteorológico para a operação de reservatórios.

Para suportar o controle e supervisão do sistema da rede de distribuição de média tensão, existe uma rede privada de comunicação por rádio, instalado em 1,100 unidades automatizadas de equipamento de proteção ou comutação. Outros 1.338 dispositivos automatizados são monitorizados por uma solução de satélite e por um terceiro, com 9.600 itens de equipamento (celulares e modems) servidos por uma rede pública de telefonia móvel.

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

60.000 medidores de energia compõem uma Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) e estão equipados com a solução de comunicação móvel ou via satélite e dedicados à proteção de receitas. Existem atualmente 47.532 pontos estabelecidos em clientes de baixa tensão na região metropolitana de Belo Horizonte.

A arquitetura de telecomunicação está alinhada com padrões de mercado, utilizando equipamentos de última geração, que são monitorados, operados e gerenciados utilizando tecnologias de ponta.

A Operação da 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, as normas da Aneel, os procedimentos operacionais do Operador Nacional do Sistema (ONS) e outros regulamentos específicos.

## Rede corporativa

Nossa rede de dados corporativos atende a 608 unidades em 335 cidades de Minas Gerais ligadas a uma combinação de infraestrutura de telecomunicações pública e privada que inclui conexões de micro-ondas, fibras ópticas e redes de cabos metálicos.

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 de *Endpoint Detection and Response* 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 – 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 tempo real (24/7), mantendo a confidencialidade, integridade e disponibilidade dos dados em toda a extensão da rede.

Foi implementada uma solução baseada no Cisco App Dynamics para monitorar aplicações de serviço ao cliente e medir a experiência dos usuários. Estes monitoramentos melhoram a proatividade no tratamento de incidentes.

Em 2022, 100% dos computadores dos usuários foram atualizados, principalmente substituindo computadores de mesa por notebooks. Os Sistemas Operacionais foram atualizados garantindo políticas de proteção de dados e contenção de vulnerabilidades.

Foram implementadas soluções de colaboração e produtividade baseadas em soluções de nuvem que utilizam o Microsoft Office 365, trazendo resultados maiores na experiência dos utilizadores.

Uma solução que usa o Ambiente de Trabalho Virtual do Azure (Azure Virtual Desktop – AVD) foi implementada em 2022, substituindo a antiga Infraestrutura de Área de Trabalho Virtual (VDI) e reduzindo as ligações por VPN diretamente à Rede Empresarial, e também permitindo o bloqueio da Ligação Remota de Área de Trabalho, que eram pontos de vulnerabilidade no ambiente.

### **Gestão de Segurança da Informação**

A Segurança da Informação, uma preocupação permanente da 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 de processos, comunicações, conscientização e treinamento fortalecem as práticas de segurança da informação.

Em 2022, a Cemig reforçou o seu programa de cibersegurança ao adotar novas tecnologias e ferramentas para prevenir ataques cibernéticos e violações de privacidade de dados. Isso inclui a expansão de uma plataforma de Detecção e Resposta de Ponto Final (Endpoint Detection and Response) para o ambiente de tecnologia operacional ('OT'), uma plataforma de segurança que fornece solução de segurança cibernética industrial, com visibilidade de IoT e OT, para monitoramento contínuo e insights de risco em tempo real para proteger contra ameaças em evolução. No ambiente de Tecnologia da Informação, a Cemig implementou a gestão de dispositivos móveis, gestão de aplicações móveis, e autenticação multifator (MFA) para acesso à rede e VPN. Para ajudar a proteger os nossos dados confidenciais, foram implementadas uma ferramenta de prevenção de perda de dados, e uma ferramenta eletrônica de classificação e rotulagem de dados para aplicar proteção de criptografia a documentos confidenciais.

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 (com base no *framework* do COBIT, quando possível), providenciando requisitos de alto nível a serem fornecidos pela administração para a eficácia de cada processo de TI, e são baseados nas melhores práticas de gerenciamento de serviços de TI (ITIL).

### **Sistema de Gestão de Serviços de TI**

Para atender às áreas de negócios da Cemig e atender aos requisitos regulatórios e de *compliance*, a Cemig possui um sistema de gestão de serviços de TI (ITSMS) que aplica um conjunto de práticas de gerenciamento capazes de capturar as necessidades e expectativas estratégicas dos negócios e que, por meio do envolvimento com as áreas de negócios da empresa, realiza a aquisição/construção de soluções, design, transição, fornecimento e suporte de produtos e serviços.

A fim de facilitar e aumentar a eficácia deste sistema, o Departamento de Tecnologia e Informação (DTI) estabeleceu um mecanismo padronizado para modelar a relação entre ativos de infraestrutura e a configuração de sistemas e aplicativos com os processos de negócios da empresa, representando melhor a arquitetura



empresarial e a identificação de aplicativos e sistemas críticos para o negócio da Cemig. Esse mecanismo inclui a descoberta e o mapeamento automatizado de elementos de infraestrutura para modelagem adicional desses elementos com aplicativos e processos de negócios. Essa modelagem de serviços de ponta a ponta permite a simulação de condições com análise de impactos nos negócios e de causas, fornece dados para todas as práticas e processos da cadeia de valor, melhorando a tomada de decisões, a avaliação de riscos, a segurança da informação e a qualidade na construção de novas soluções.

Em 2022 houve iniciativas para agilizar o processo de solicitações de mudança, entregando mais valor aos clientes e ao mesmo tempo seguindo a governança e os controles de TI.

### **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 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 2022, iniciamos um projeto para adotar uma solução para faturamento eletrônico de eletricidade baseada na tecnologia SAP, chamada 'NF3e' no Brasil. O Projeto NF3e tem como objetivo implementar um modelo nacional de Nota Fiscal eletrônico que substituirá o sistema de emissão da atual fatura de energia, com validade legal garantida pela assinatura digital do emitente, simplificando as obrigações acessórias dos contribuintes e permitindo, ao mesmo tempo, o acompanhamento da emissão em tempo real pelas autoridades fiscais.

Várias personalizações foram revisadas ou desenvolvidas no SAP/CCS para fornecer integrações com clientes, que é a implementação da estratégia omnicanal, com a integração de nova agência virtual, aplicativo móvel, aplicativo WhatsApp, call center, mensagens SMS e outros canais de relacionamento com o cliente.

Devido à Resolução Normativa 1,000 da Aneel, foi necessário implementar vários ajustes nos sistemas de Gestão de Relacionamento com o Cliente, SAP CRM 7,0, e Salesforce. Também foram necessários ajustes no SAP IS-U/CCS (*Industry Specific Solution for Utilities – Customer Care & Service*).

A Fase 1 de modernização da plataforma ocorreu em 2022, onde os atuais sistemas SAP ERP ECC 6,0, SAP IS-U/CCS, SAP CRM 7,0, e Salesforce foram avaliados por terceiros com foco em Fit to Standard, agilização de processos, e automação, abordando as necessidades do negócio, preparando-se para a Fase 2 – implementação, que está prevista para os anos seguintes.

### **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) *GE Smallworld*, um sistema de gerenciamento de interrupção (OMS), 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.

Em 2022, o projeto do CYME (um projeto para instalar e configurar módulos de Gateway e Server) foi concluído, através da implementação do servidor do CYME. O novo roteiro para a fase 2023/2026 inclui a aquisição de novas licenças ou módulos a serem usados por engenheiros ou técnicos.

Também implementamos uma 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.

Em 2022 implantamos uma nova versão web do sistema SGL, integrando em um único servidor todas as operações para entregar os conjuntos de leituras cobrindo toda a área de concessão da Cemig e conexão direta para transferir dados para o servidor.

### Canais de relacionamento com o cliente

Temos três grandes canais de serviço para os nossos clientes em Minas Gerais. O contato com o serviço de apoio ao cliente, seja de natureza de emergência ou para lidar com atendimento de rotina, pode ser feito:

- I. Com o nosso centro de atendimento, que pode lidar com uma média de 35,000 contatos telefônicos por dia, e também funciona com um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa de Voz (RIV);
- II. Pessoalmente, nas nossas agências de serviço nas 774 cidades da nossa área de concessão; ou
- III. Online, através da *Cemig Atende Web* – a nossa agência de serviços online, no nosso site – oferecendo 60 tipos de serviços; ou pelo WhatsApp ou Telegram, oferecendo 26 tipos de serviços; ou usando o nosso aplicativo para smartphone *Cemig Atende*, para Android ou iOS, oferecendo 14 serviços; nos nossos balcões autônomos de autoatendimento (‘totens’), que oferecem 16 serviços; ou através do ChatBot na nossa página principal, [www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br)

### Sistemas de Manutenção e Reparos

Os 18.694 quilômetros de linhas de distribuição de alta tensão na rede da Cemig D, operando de 34,5 kV a 230 kV, são suportados por 55.276 estruturas, construídas principalmente de metal.

A rede da Cemig GT possui 5.016 quilômetros de linhas de transmissão de alta tensão, operando de 230kV a 500kV, suportadas por 11.528 estruturas.

A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão ocorre devido a raios, queimadas no campo, vandalismo, vento ou corrosão.

O sistema inteiro de linhas de transmissão de alta tensão da Cemig D é inspecionado uma vez por ano por helicóptero, sendo utilizado um sistema giro-estabilizado ‘Guimbal’, 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 utilizando helicóptero; e inspeções terrestres são feitas a cada dois anos para inspecionar as suas estruturas. 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.

### Seguros

Temos apólices de seguros que cobrem danos por incêndio em edifícios da nossa propriedade ou alugados, incluindo o seu conteúdo. Desde 8 de janeiro de 2022, o seguro para o edifício onde a nossa sede está localizada só cobre o seu conteúdo, uma vez que o seguro para o edifício foi assumido pelo proprietário do edifício. A nossa apólice de seguro de risco operacional cobre danos às turbinas, geradores e transformadores das nossas principais centrais geradoras e subestações causadas por relâmpagos, incêndios e explosões ou riscos como falhas de equipamentos. Também temos apólices de seguro que cobrem danos às aeronaves usadas em nossas operações, ou por elas causados. Não temos seguro geral de responsabilidade civil de terceiros para cobrir acidentes, e não procuramos propostas para este tipo de seguro. No entanto, existe a possibilidade de que possamos contratar este tipo de seguro no futuro.

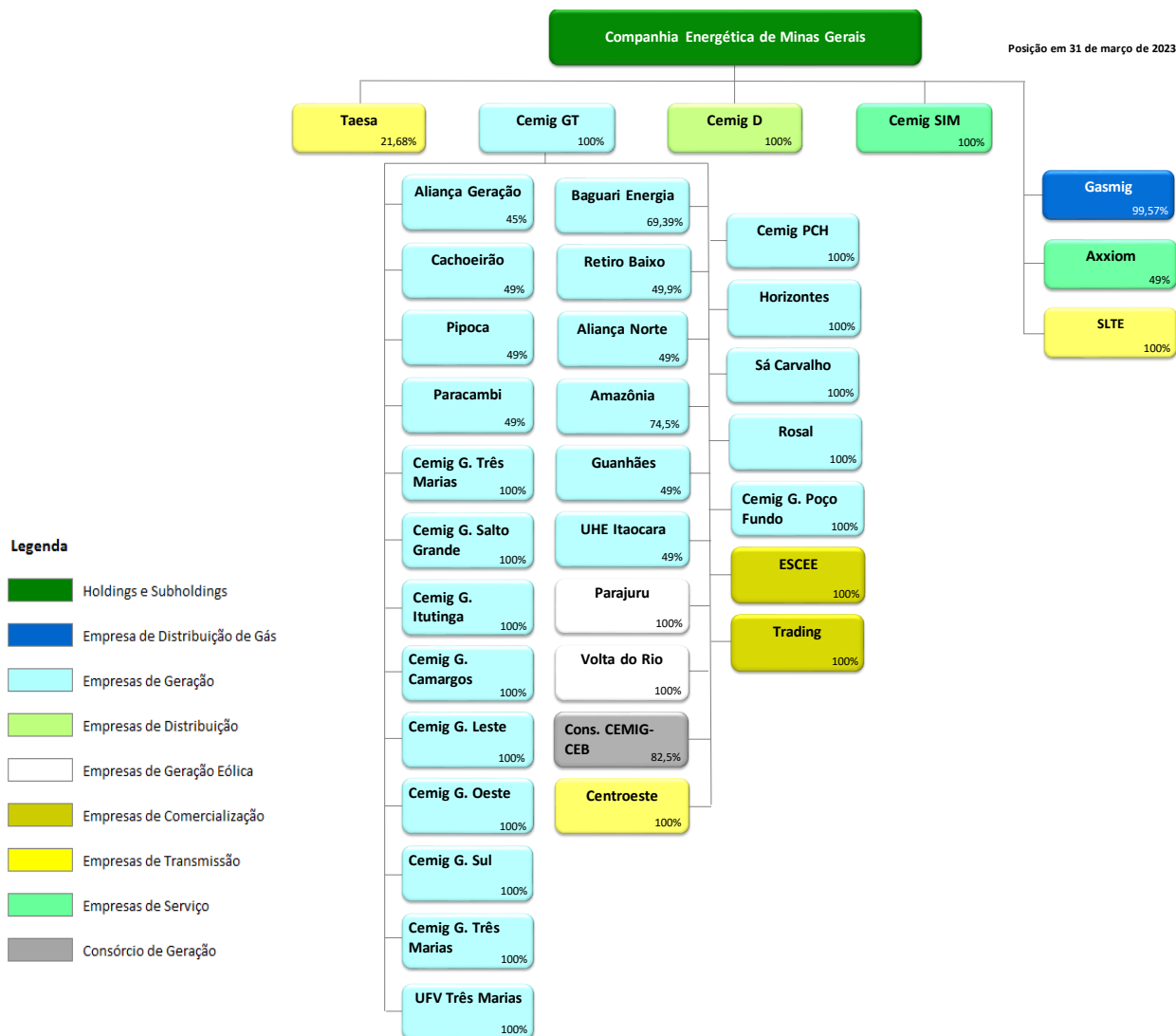
Além disso, não procuramos propostas, nem temos cobertura, de seguros contra grandes desastres naturais que possam afetar as nossas instalações, tais como terremotos, inundações ou falhas do sistema operacional.

Não temos cobertura de seguros para o risco de interrupção de negócios, o que significa que os danos sofridos pela nossa Companhia, e danos consequentes sofridos pelos nossos clientes devido à interrupção no fornecimento de energia não são, em geral, cobertos pelo nosso seguro e podemos estar sujeitos a perdas significativas. Consulte *Item 3, Informações relevantes – Fatores de risco – Riscos relacionados com a Cemig – Operamos sem apólices de seguro contra desastres naturais e responsabilidade de terceiros.*

Acreditamos que, uma vez que contratamos seguros contra incêndio e riscos operacionais, a nossa cobertura de seguros está a um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

## B. Estrutura organizacional

As empresas incorporadas no Brasil descritas abaixo são as nossas principais subsidiárias integrais, controladas em conjunto, e entidades afiliadas: (\*)



\* em março de 2023

As principais subsidiárias, integrais e controladas em conjunto, e afiliadas, são:

Cemig Geração e Transmissão S.A. –, participação de 100%: Opera na geração e transmissão de energia.

Cemig Distribuição S.A. – participação de 100%: Opera na distribuição de energia.

Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) – participação de 99,57%: Adquire, transporta, distribui e vende gás natural.

SPCs do Lote D – participação de 100%: 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 propriedade da Cemig, e mais 5 usinas que pertenciam a outras empresas. A capacidade de geração total instalada destas 18 centrais é de 699,57 MW.

SPCs – Energia Eólica – Participação 100%: Central Eólica Praias de Parajuru S.A. e Central Eólica Volta do Rio S.A. – 2 parques eólicos com um total de 47 turbinas eólicas com 70,8 MW.

Cemig SIM – Participação 100%: Geração distribuída, serviços de conta, cogeração, eficiência energética e gestão de fornecimento e armazenamento.

Centroeste – 100% possuído: Opera na construção, operação e manutenção da linha de transmissão Furnas-Pimenta – parte da rede nacional.

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa), controlada em conjunto, com participação de 36,97% das ações votantes e 21,68% do total das ações: construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia em 18 estados do Brasil e no Distrito Federal.

Aliança Geração de Energia S.A. (Aliança), controlada em conjunto, com participação direta de 45% do total de ações. A Aliança é uma empresa privada e funciona como uma plataforma de consolidação de ativos de geração e investimentos em projetos de geração futura.

A Amazônia Energia e a Aliança Norte são acionistas da Norte Energia S.A. (Nesa), que detém a concessão para operar a Usina Hidrelétrica de Belo Monte. Através das entidades controladas conjuntamente acima referidas, a Cemig GT detém uma participação indireta na Nesa de 11,69%.

### C. Ativo imobilizado

Os nossos principais ativos são as nossas centrais de geração de energia, e a infraestrutura de transmissão e distribuição. O valor contábil total de nosso ativo imobilizado e ativos intangíveis, incluindo o nosso investimento em determinados consórcios que operam projetos de geração de energia, incluindo projetos em construção, foi de R\$ 17.031 milhões em 31 de dezembro de 2022 (vs. R\$ 15.372 milhões em 2021).

O segmento de Geração e Transmissão representou 19,56% deste valor líquido contábil, os segmentos de distribuição representaram 66,44% e o sistema de distribuição de gás representou 10,18%.

Com a exceção da nossa rede de distribuição e geração, nenhum dos nossos ativos produziu mais de 10% das nossas receitas totais em 2022. A nossa infraestrutura é adequada às nossas necessidades atuais e adequada para os seus fins pretendidos. Temos direitos de servidão para as nossas linhas de distribuição, que são os nossos bens e não reverterem para o proprietário de terras após a expiração das nossas concessões.

## O setor elétrico brasileiro

### Geral

No setor energético brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram tradicionalmente conduzidas por um pequeno número de empresas que sempre pertenciam ao Governo Federal ou aos governos de estados individuais. Desde a década de 1990, várias empresas controladas pelo Estado foram privatizadas, num esforço para aumentar a eficiência e a concorrência. A administração Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) visava privatizar a parte controlada pelo Estado do setor energético, mas o governo Luís Inácio Lula da Silva (2003-2010) encerrou este processo e implementou um Novo Modelo da Indústria para o setor energético brasileiro, expresso na Lei 10.848 de 15 de março de 2004, referida como a *Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico*.

Mudanças significativas foram implementadas durante a administração de Dilma Rousseff (2011-2016), por meio da MP 579/12, convertida na Lei 12.783/13, estabelecendo novas regras para a renovação de concessões, incluindo um processo de re-licitação para concessões de geração de energia hidrelétrica.

Posteriormente, sob a administração de Michel Temer (2016-2018), outras mudanças foram introduzidas no setor pela MP 735/16, que virou Lei 13.360/16, incluindo uma mudança das regras de licitações para geração de energia, transmissão e concessões de distribuição, e serviços relacionados, bem como abordando a renegociação do risco hidrológico. Além disso, em 2017, começou uma série de consultas públicas que discutiram com o setor (Consulta Pública nº 33) a modernização e expansão do Mercado Livre no fornecimento de energia elétrica.

Sob a administração de Jair Bolsonaro (2019-2022), o governo procedeu com os estudos propostos pela Consulta Pública Nº 33, realizando várias oficinas e reuniões com agentes para estudar os seguintes tópicos: separação de contratos de energia em contratos de capacidade e de energia, precificação, definição de limites de preços, e redução da base de tempo para preços de energia de curto prazo ('spot').

Posteriormente, sob o governo de Luís Inácio Lula da Silva (2023-presente), os estudos continuaram com a consulta pública Nº 146/2022 do Ministério de Minas e Energia.

## **Principais autoridades reguladoras**

### **Conselho Nacional de Política Energética – CNPE**

Em agosto de 1997, a CNPE foi criada para assessorar o presidente brasileiro no desenvolvimento e criação da política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME, e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. A CNPE foi criada para otimizar o uso dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia ao país.

### **Ministério de Minas e Energia – MME**

O MME é o principal concedente de poderes do Governo Federal do Brasil na indústria de energia. Na sequência da adoção da Lei do Novo Modelo do Setor, o Governo Federal, atuando principalmente através do MME, assumiu certas funções que anteriormente eram da responsabilidade da Aneel, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de portarias que regem o processo de licitações de concessões relacionadas a serviços públicos e ativos públicos.

### **Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel**

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da *Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico*, a principal função da Aneel é regular e 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 o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observadas a regulamentação e supervisão da Aneel.

### **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 do Mercado Livre, e (2) pela contabilização e liquidação de operações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças (‘PLD’), leva em conta fatores similares àqueles 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 ao balanço 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 de geração 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 no seu papel de 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 5.175, 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 concorrência**

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 8.884 de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei 8.884 foi revogada e substituída pela Lei 12.529, que encerrou a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral da Competição. 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 12.529, estas sanções podem variar de multas pecuniárias à dissolução, 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 modicidade 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, com a contratação 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 a ser 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) 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) a CCEE, uma entidade privada responsável pela contabilidade e liquidação de transações de energia de curto prazo ('spot'). A CCEE também é responsável, através de delegação pela Aneel, por organizar e conduzir os leilões públicas de energia através do Mercado Regulado, nas quais 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 12.783. As alíquotas de comercialização da energia gerada pela *Itaipu* são denominadas em dólares norte-americanos e estabelecidas pela Aneel, de acordo com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai, e também há volumes de aquisição obrigatórios. Como consequência, as tarifas de energia da *Itaipu* em Reais, aumentam ou diminuem de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o dólar norte-americano e o 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 contestou estas ações argumentando que os desafios constitucionais estavam sem efeito, pois são 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 estabelecendo restrições sobre distribuidoras que executam 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) Contratos de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. No 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. No Contrato de



Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao Mercado Regulado. Neste caso, a receita da geradora é garantida nas condições contratuais e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos clientes. Em conjunto, esses acordos compreendem contratos de compra de energia (*power purchase agreements*), conhecidos como *Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado* ('CCEARs').

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 no 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 Cotas 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 69kV 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 13.360/16. Em julho de 2019, o limiar para ser um Cliente Livre foi reduzido 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 limiar 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 portaria 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 completa, clientes com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outros fornecedores além da sua distribuidora local, se comprarem 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 extenso 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 a 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.

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 nº 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 nº 5.163.
- As compras de energia de empreendimentos existentes nos leilões '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 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 nº 8.379/14, 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 (Preço de Liquidação de Diferenças (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 interanual dos custos da Parcela A ('CVA'), e outros ajustes financeiros, que compensam as variações nos custos da empresa, para cima ou para baixo, que não puderam ser previamente consideradas na taxa cobrada no período anterior.

As concessionárias de distribuição também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Estas revisões visam principalmente: (i) assegurar receitas necessárias para cobrir custos de operação eficiente, determinados pelo Poder Concedente, 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 pelo Poder Concedente para o custo de operação 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 conduzido 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: de uma metodologia baseada em 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 nas mudanças na qualidade dos serviços prestados.

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

Em 2015, a Aneel 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 1.511/2020). O Despacho da Aneel nº 3.364/2020 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.

Em junho de 2021, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a bandeira amarela foi fixada em R\$ 1.874 por 100 kWh, a bandeira vermelha 1 foi fixada em R\$ 3.971 por 100 kWh e a bandeira vermelha 2 foi definida a R\$ 9.492 por 100 kWh. Em agosto de 2021, a *Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidro energética* (CREG) criou a bandeira de escassez de água, que atingiu R\$ 14,20 por 100 kWh.

Em julho de 2022, os encargos adicionais correspondentes a cada bandeira foram ajustados da seguinte forma: a Bandeira Amarela foi fixada em R\$ 2,989 por 100 kWh; a Bandeira Vermelha de nível 1 foi fixada em R\$ 6,50 por 100 kWh, e a Bandeira Vermelha 2 foi definida em R\$ 9,795 por 100 kWh.

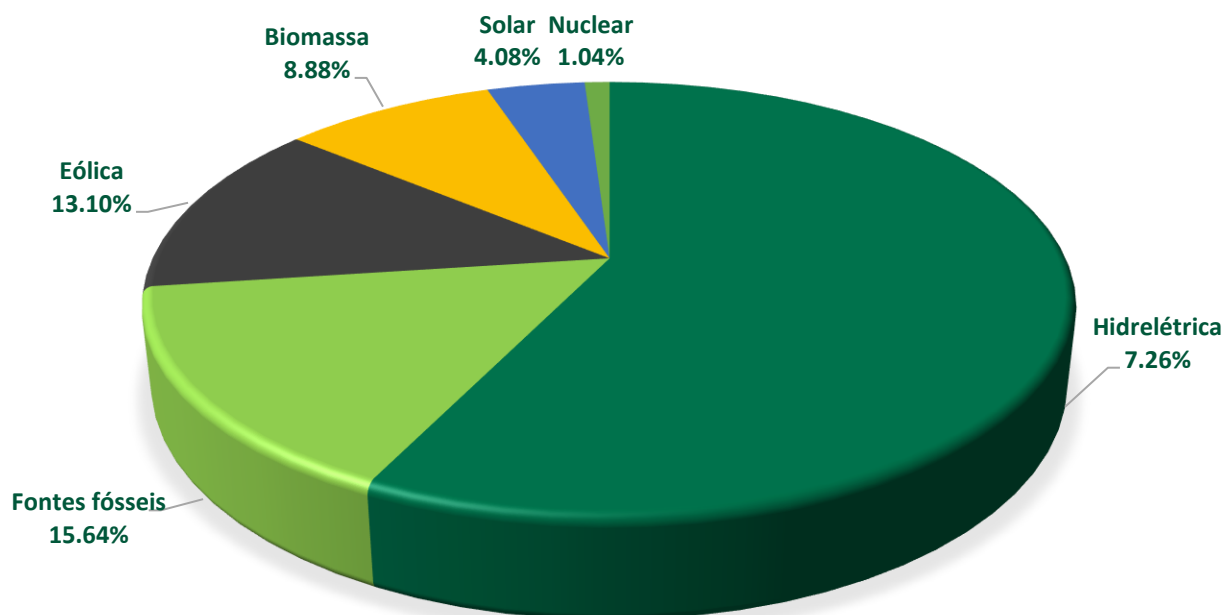
### **Aquisição de terras**

As concessões do Governo Federal obtidas pela Cemig atribuem à concessionária a aquisição dos terrenos nos quais as usinas e subestações serão implantadas. As empresas de energia no Brasil têm que 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 um processo jurídico.

### **O sistema elétrico brasileiro – visão geral operacional**

A produção e transmissão de energia brasileira são realizadas através de um sistema hidrelétrico e térmico em larga escala composto predominantemente de usinas hidrelétricas, com muitos proprietários diferentes. A Rede Interligada Brasileira ('a Rede Básica') é formada por companhias das Regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e parte da Região Norte do Brasil. Um total de 1% da capacidade de geração de energia do Brasil não está conectado 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 – POR FONTE (%)



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

Em fevereiro de 2023, o Brasil possuía capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 191,61 GW, sendo aproximadamente 57% 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 14.000 MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.

A Eletrobras, uma Companhia que anteriormente pertencia ao Governo Federal, opera 29% 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 outras 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 8.987 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 11.943 e pela Lei 13.360/16, elevando o limite de 30 MW para 50MW, independentemente de ser caracterizado como uma PCH ou não.

O atual Poder Concedente, a Aneel, e o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foram criados em 1997.

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei 9.648, ou a ‘Lei do Setor Elétrico’, para reformar a estrutura básica do setor de energia, conforme segue:

- O estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento.
- A criação do ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos, responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional.
- Estabelecimento de processos públicas de licitação 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 10.848, (a ‘Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico’), com o objetivo de 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 nº 5.163, 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 nº 579, convertida na Lei 12.783, referente à prorrogação das concessões outorgadas antes da Lei 9.074, 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 13.203, 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 13.360, de 17 de novembro de 2016, que, dentre outras medidas, alterou o Capítulo III da Lei 12.783, referente à licitação das concessões de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia, e serviços relacionados.

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 12.783/2013 (para concessões de geração renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, 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 9.427/1996. 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 14.052/2020 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.

## 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 com os usuários. Embora a Cemig engaje com outros usuários essenciais e leve em conta os interesses da sociedade no que se refere ao seu uso da água, os interesses que competem entre si no tocante à utilização da água poderiam, dentro de certos limites mínimos estabelecidos pela legislação, afetar o uso da água em nossas operações, que por sua vez, poderia afetar o nosso resultado operacional ou as nossas condições financeiras. Potenciais conflitos entre a Cemig e outros usuários são monitorados através da participação ativa da Companhia em Comitês de Bacias Hidrográficas, bem como nos Conselhos Técnicos relacionados, e também nos Grupos de Trabalho, nos quais usuários de água, a sociedade civil organizada e as autoridades do poder público são representadas. A Cemig participa de 5 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle federal e de 20 Comitês de Bacias Hidrográficas sob controle estatal local. A Cemig 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, as 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 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 ao público oportunidades de visitas guiadas. 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, reduzindo 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 12.783, somos obrigados a ser compensados pela redução da RAP dos ativos em operação antes de 2000, num período de 30 anos, sendo os valores ajustados pelo IPCA. Tal compensação foi tratada pela Portaria MME nº 120/16, 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 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 nº 688/15, posteriormente, convertida na Lei 13.203/15. Esta lei, entre outras medidas, alterou significativamente a Lei 12.783/13, 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 nº 735/2016, convertida na Lei 13.360/2016, que, dentre outras medidas, alteraram o Capítulo III da Lei 12.783/13, 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 13.203/15, 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 para 18 usinas hidrelétricas: *Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Cajuru, Gafanhoto, Martins, Marmelos, Joasal, Paciência, Piau, Coronel Domiciano, Tronqueiras, Peti, Dona Rita, Sinceridade, Neblina e Ervália*. A capacidade total instalada nessas usinas é de 699,5 MW, e sua 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 promulgada a Lei 14.052, que alterou a Lei 13.203/2015, 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) entre 2012 e 2017, quando houve uma crise séria nas fontes hídricas.

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, baseada 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 13.203/2015.

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 14.052/2020. 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 nas Resoluções 2.919/2021 and 2.932/2021 emitidas pela Aneel, foram outorgados às usinas da Companhia os seguintes extensões dos prazos das suas concessões:

Usina	Capacidade (MW)	Extensão de concessão (dias)	Novo término da concessão
Emborcação	1,192	672	05/26/2027
Nova Ponte	510	750	08/11/2027
Irapé	399	934	09/18/2037
Três Marias	396	2,555	01/03/2053
Salto Grande	102	2,555	01/03/2053
Sá Carvalho	78	635	08/28/2026
Rosal	55	1,314	12/13/2035
Outras (1)	353	-	-

(1) Inclui 20 usinas, das quais 3 são de propriedade da Cemig GT, 1 é de propriedade da Cemig PCH; 3 são de propriedade da Horizontes; e as outras são propriedade de empresas afiliadas da CEMIG. Os períodos de extensão das concessões variam entre 1 e 84 meses.

Com a aprovação da Lei nº 14.120/2021, a Resolução nº 2.919/2021 também assegurou o direito de reembolso para as usinas de geração do lote D. Sua extensão de concessão atingiu o máximo permitido (sete anos/2.555 dias).

### Contratos de distribuição:

In relation to the extension of the distribution concession contracts, CEMIG D, in accordance with Com relação à prorrogação da concessão de distribuição de energia elétrica, a Cemig D, conforme disposto na Lei 12.783/2013, o Decreto 7.805/2012 e Decreto 8.461/2015, indicou o aceite pela prorrogação dos seus contratos de concessão, vindo a assinar, em dezembro de 2015, o Quinto Termo Aditivo 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 todos 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 extinção 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 às produtoras independentes de energia (PIEs) 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 12.783/2013; 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 foram obrigadas a contribuir anualmente para a CCC. As contribuições anuais foram calculadas com base em estimativas do custo do combustível que seria necessário para operar as 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 12.783/2013 estes recursos também foram utilizados para ajudar a diminuir as 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 (exceto em caso de uma 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.

### **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, indicada em cada contrato de concessão.

Qualquer desequilíbrio entre a energia 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 gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada, é precificado 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 condições 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 expostas ao mercado de curto prazo (spot). Nestas condições, a escassez dos recursos hidrelétricos será compensada pelo maior uso da energia térmica, e os PLDs serão maiores.

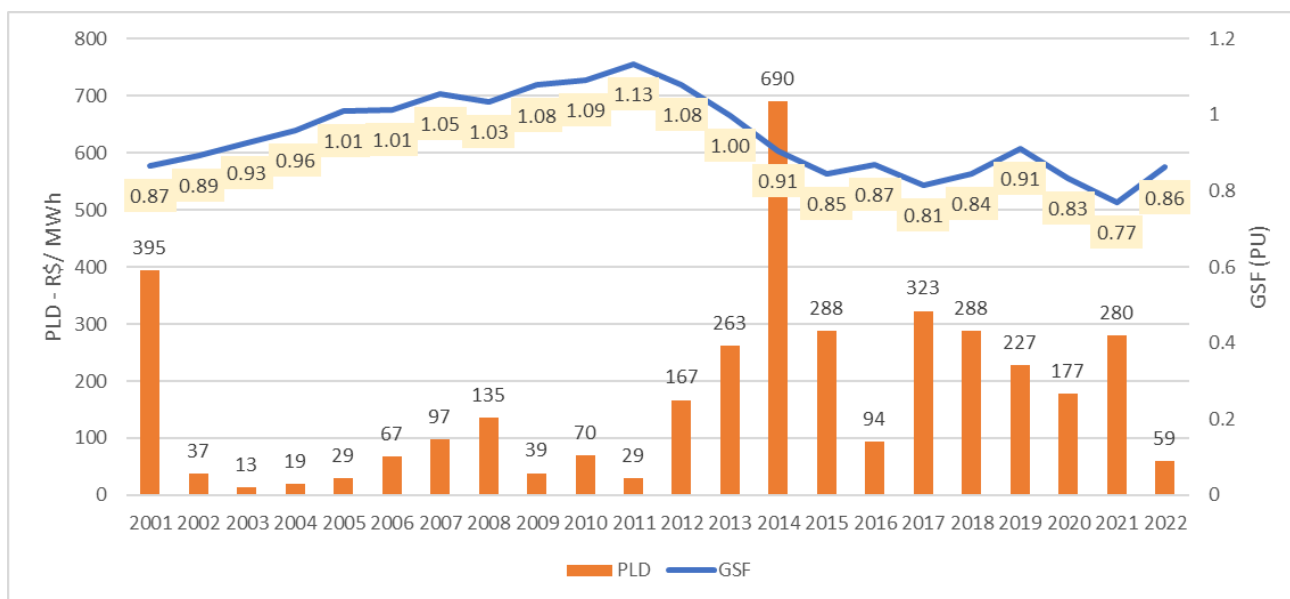
Em 2014, tivemos um ano com condições hidrológicas bem adversas, o que resultou na redução da geração hidrelétrica e no despacho total das termelétricas do sistema, conforme descrito anteriormente. Essa situação levou as usinas do MRE a gerar abaixo da sua garantia física, o que causou uma exposição das geradoras ao 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 e 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. Estes pedidos de liminar alegaram que a metodologia de cálculo do GSF estava errada e que causou a exposição indevida aos produtores. De março a setembro, houve um aumento exponencial do número de liminares expedidas, que levou a uma paralisação do mercado. A fim de resolver esta situação, o Governo Federal propôs (por meio da Medida Provisória nº 688) a renegociação do risco hidrológico, permitindo a geradores com

contratos no ACR transferir a sua exposição aos clientes em troca de pagamento do prêmio de risco a ser depositados na denominada conta de faixas tarifárias (as sobretaxas da faixa tarifária são depositadas nesta conta 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 aquelas usinas que possuíam contratos firmados no Mercado Regulado e no Mercado Livre. No entanto, cada mercado de contratação possui sua própria sistemática de repactuação. Em ambas as sistemáticas, este mecanismo funciona como uma proteção (ou um *hedge*) em que as geradoras arcam com os elevados custos de reserva de energia, e recebem o valor estipulado pelo PLD para a sua geração.

No Mercado Livre, sua mecanização não teve os mesmos níveis de aceitação que no mercado regulado, uma vez que o valor do prêmio de risco era elevado e para cobrir a sua exposição ao GSF, seria necessário às empresas de geração adquirir contratos reserva de energia. Por essas razões, e considerando que existem outras alternativas disponíveis no Mercado Livre para mitigar os riscos hidrológicos, a negociação voluntária foi considerada ineficiente pelas companhias de geração. Conseqüentemente, a aceitação do mecanismo pelo mercado regulado foi de 90%; entretanto, não houve aceitação pelo Mercado Livre.

Em 2022, o GSF médio ficou em 0,86 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:



PLD = Preço de Liquidação de Diferenças – ‘Preço de Curto Prazo’ ou ‘Preço Spot’

### Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A Aneel supervisiona as regulamentações tarifárias que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas: (i) TUSD; e (ii) TUST. Além disso, as distribuidoras dos componentes Sul, Sudeste e Centro-Oeste do sistema interligado pagam encargos específicos pela transmissão da energia gerada pela usina hidrelétrica 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 9.427/96 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 um 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. O poder concedente 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 seus parágrafos, da Lei 9.427/1996.

### **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 a 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 de colaboradores**

Não aplicável.

#### **Item 5. Análise e perspectivas operacionais e financeiras**

A seguinte discussão e análise da condição financeira da Companhia e dos resultados das operações deve ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e as notas relacionadas a partir de 31, 2022 e 2021 de dezembro e para os anos de 2022, 2021 e 2020, constantes de outros pontos do presente relatório anual. Veja o *Item 18. Demonstrações Financeiras*. Esta discussão pretende fornecer ao leitor informações que ajudarão a compreender as demonstrações financeiras da Companhia, as mudanças em determinados itens-chave nessas demonstrações financeiras de período para período e os principais fatores que foram responsáveis por essas mudanças. Também discute certas métricas de desempenho que a Administração da Companhia usa para avaliar o desempenho da empresa. Além disso, A discussão nesta seção fornece informações sobre os resultados financeiros de cada segmento de negócio da Companhia, a fim de proporcionar uma melhor compreensão de como cada um desses segmentos e seus resultados de operações afetam a posição financeira e os resultados das operações da Companhia como um todo. Esta discussão pode conter declarações prospectivas baseadas nas expectativas atuais que envolvem riscos e incertezas. Os resultados reais da Companhia podem diferir materialmente dos previstos nessas declarações prospectivas em decorrência de vários fatores, inclusive os estabelecidos no *Item 3. Informações Relevantes* ou em outras partes deste relatório anual.

As demonstrações financeiras consolidadas e as informações financeiras discutidas abaixo foram preparadas e apresentadas de acordo com as IFRS emitidas pelo IASB, e estão apresentadas em milhões de Reais.

#### **Bases de preparação**

##### **Declaração de conformidade**

Em 16 de maio de 2023, o Comitê de Auditoria da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2022 e 2021 e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020.

#### **Segmentos operacionais**

Os segmentos operacionais da Companhia refletem a sua gestão e a sua estrutura organizacional, utilizadas para monitorar os resultados. A Companhia também atua no mercado de gás através de sua controlada Gasmig, e em outros negócios de menor impacto no resultado de suas operações.

A informação sobre segmentos é divulgada individualmente nos seguintes 5 segmentos:

Geração: Compreende a produção de energia a partir de centrais hidroelétricas e eólicas.

Transmissão: Compreende a construção, operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações.

Comercialização: Compreende a comercialização de energia e a prestação de serviços relacionados. No terceiro trimestre de 2021, a Companhia iniciou o processo de segregação do negócio de comercialização, com transferência parcial das operações neste segmento da Cemig GT para a Companhia. Não houve mudança na estratégia corporativa da Companhia de servir o mercado com o objetivo de fornecer energia aos seus clientes.

Distribuição: Inclui a prestação de serviços de distribuição de energia, incluindo a exploração e manutenção da infraestrutura e dos serviços relacionados.

Participações: Compreende a gestão dos participações acionárias detidas em empresas onde a Companhia não tem controle acionário, em consonância com as estratégias de negócio da Companhia. Os resultados das subsidiárias Gasmig e Cemig Sim também estão incluídos neste segmento, uma vez que a sua gestão está ligada à unidade de gestão CemigPar.

A transferência de energia da atividade de geração para a atividade comercial compreende uma transação entre segmentos, uma vez que consiste em obter receitas da venda de energia gerada, e os custos de compra de energia a ser negociada – são medidos a preços de venda estimados de acordo com critérios baseados no modelo da Companhia para a gestão destes negócios, utilizando os preços de mercado como referência.



## A. Resultados operacionais

### Principais fatores que afetam nosso desempenho financeiro

#### Análise de vendas de energia

As tarifas praticadas no setor energético no Brasil, 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 em cada período de faturamento de 30 dias, a tarifas especificadas. Certos clientes industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de energia que disponibilizamos contratualmente, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da energia que compramos são determinadas com referência à capacidade contratada, e aos volumes efetivamente usados.

A tabela a seguir apresenta os componentes *tarifa média* (em Reais por MWh), e *volumes vendidos* (em GWh) de vendas 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.

Ano	2022	2021	2020
Vendas de energia:			
Tarifas médias a clientes finais (R\$/MWh)			
Tarifa industrial	903,10	994,43	899,31
Tarifa residencial	329,10	322,41	327,62
Tarifa comercial	687,17	662,38	580,91
Tarifa rural	662,79	645,45	581,49
Tarifa de serviços públicos e outros	613,96	646,24	540,52
Total de vendas a clientes finais (GWh)			
Clientes Industriais	11.217	11.186	10.981
Clientes residenciais	18.204	16.361	12.731
Clientes comerciais	8.957	8.334	8.571
Clientes rurais	3.093	3.975	3.766
Serviços públicos e outros clientes	3.394	3.373	3.319
Tarifa média (R\$/MWh)	587.65	616.83	584.18
<b>Receita total (milhões de R\$)</b>	<b>26.365</b>	<b>26.665</b>	<b>23.009</b>
Vendas a concessionárias:			
Volume (GWh)	16.777	10.825	13.907
Tarifa média (R\$/MWh)	232,10	279,35	241,82
<b>Receita total (milhões de R\$)</b>	<b>3.894</b>	<b>3.023</b>	<b>3.363</b>

#### 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 Poder concedente 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 20 de junho de 2022, a Aneel aprovou o reajuste com a inclusão da reversão de R\$ 2.811 milhões, para consumidores na área de concessão da Cemig, quanto à componente financeira de reembolso dos impostos Pasep e Cofins, reduzindo o efeito médio do ajuste tarifário da Cemig D de 2022 para 8,80%. Essa tarifa entrou em vigor a partir de 22 de junho de 2022 e permanecerá até 27 de maio de 2023. Esse aumento teve os seguintes componentes: (i) um aumento de 9,45% devido ao efeito da retirada de componentes financeiros do processo anterior; (ii) uma diminuição de 9,32% devido ao efeito dos componentes financeiros do processo em curso; e (iii) um aumento de 8,67% relacionado com o índice de ajuste tarifário.

Os reajustes tarifários médios anuais da Cemig D em 2022, 2021 e 2020, e as revisões dos seus respectivos componentes estão apresentados abaixo:

	2022	2021	2020
Efeito médio a ser percebido pelos consumidores	8,80%	1,28%	0,00%
Componentes			
Efeito da retirada de componentes financeiros do processo anterior	9,45%	-1,41%	-8,24%
Efeito dos componentes financeiros do processo em curso	-9,32%	-8,80%	2,16%
Índice de ajuste tarifário	8,67%	11,48%	6,07%

### 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 componente 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 Poder Concedente.

O total das RAPs da Cemig GT para o ciclo 2022–2023 – para os contratos de concessão 06/1997, 079/2000, 04/2005 and 06/2011 – foi de R\$ 911 milhões. Além dos montantes das RAPs, foram ratificados *Parcelas de Ajuste* ('PAS') no montante de R\$ 14 milhões para estas concessões. No ciclo anterior, os RAPs desses contratos de concessão totalizaram R\$ 760 milhões, e a PA foi equivalente a R\$ 26 milhões. O valor mais alto para 2022–2023 reflete o reperfilamento do Componente Financeiro do custo anual dos ativos dentro da Rede Básica (Sistema Interligado Nacional) de Contrato de Concessão 06/1997.

No ciclo 2022–2023, a Receita Anual Permitida do Contrato de Concessão 06/1997 foi equivalente a R\$ 826 milhões, contra R\$ 683 milhões pelo ciclo anterior, um aumento de R\$ 143 milhões. O reperfilamento da Componente Financeiro resultou num aumento de receita de R\$ 61 milhões. O componente financeiro para o ciclo 2021–2022 foi de R\$ 96 milhões (e sofreu um aumento para R\$ 157 milhões no ciclo 2022–2023). O índice de inflação do IPCA aplicado no ajuste da RAP foi equivalente a 11,73%. Houve um aumento da RAP para o Rede Básica, devido à entrada de novas obras no total em 2021–2022 – um aumento de R\$ 20 milhões na RAP em junho de 2022.

Além da RAP, foi ratificada um Componente de Ajuste de R\$ 15 milhões negativo no ciclo 2022–2023, relativa às diferenças entre a Receita Permitida e os montantes efetivamente recebidos no ciclo anterior.

Em relação ao Componente Financeiro, embora o reperfilamento tenha resultado em uma redução no ciclo 2020-2021, o resultado é um ganho no fluxo até 2028:

Em R\$ '000 de junho de 2021

Revisão Tarifária 120/2016 – Componente financeiro	2020– 2021	2021– 2022	2022– 2023	2023– 2024	2024– 2025	2025– 2026	2026– 2027	2027– 2028	VPL (R\$) @7,71%
Ratificada na Revisão Tarifária	359.724*	359.724	359.724	359.724	359.724	359.724	359.724	359.724	1.338.779
Com reperfilamento	359.274	95.805	140.422	297.755	297.755	297.755	297.755	297.755	1.487.218

\* O ciclo 2020-21 do fluxo da revisão inclui a parcela correspondente do PA, que após o reperfilamento foi considerada como parte integrante do RAP.

A RAP da Cemig GT Itajubá (Contrato de Concessão 079/2000) foi de R\$ 45 milhões, um aumento de 10,7%, no ciclo 2022–2023 em relação ao período anterior, refletindo o índice de inflação da IGPM do período.

A Parcela de Ajuste para o Cemig GT Itajubá também tem um valor positivo significativo, refletindo o efeito do ajuste retroativo dos RAPs para a Rede Básica, quando foram submetidos à Revisão Tarifária Periódica. Neste ciclo, a Parcela de Ajuste foi de R\$ 30 milhões, dos quais R\$ 18 milhões foram o efeito da revisão retroada dos RAPs para o Rede Básica, e a diferença entre a Receita Permitida e a receita efetiva recebida no ciclo anterior foi positiva em R\$ 12 milhões. O efeito positivo do ajustamento retroativo estender-se-á até ao ciclo 2023–2024, uma vez que foi dividido em três parcelas a serem pagas nos anos restantes do ciclo de revisão deste contrato de concessão.

Além dos contratos de concessão 06/1997 e 079/2000, a Cemig também detém a concessão da *Centroeste*, com o Contrato de Concessão 04/2005, para a qual a RAP no ciclo 2022–2023 era de R\$ 32 milhões. Seu valor é ajustado de acordo com o índice de inflação IGPM. O montante da *Parcela de Ajuste* ratificado para este contrato no ciclo 2022–2023 foi negativo, mas não significativo, sendo de R\$ 0,2 milhões.

Em dezembro de 2021, a Cemig GT também adquiriu o concessionário *Sete Lagoas Transmissora de Energia* (SLTE), que detém o Contrato de Concessão 059/2010 SLTE, do qual a RAP para o ciclo 2021–2022 equivalia a um montante adicional de R\$ 8,0 milhões. Este valor é atualizado de acordo com o índice de inflação IPCA. A Parcela de Ajuste deste contrato foi equivalente a R\$ 0,4 milhões negativos.

## 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, nos 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 *hedge* dessa dívida em moeda estrangeira. O ganho ou perda cambial e/ou de correção monetária decorrentes da 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.

## Exercício de 2022 comparado ao exercício de 2021

### Consolidado

#### Receita líquida

A receita líquida aumentou 2,42%, de R\$ 33,646 milhões em 2021 para R\$ 34,463 milhões em 2022, conforme apresentado a seguir.

	2022	2021	2022 vs 2021	2022 vs 2021
	(milhões de R\$)		(%)	
Fornecimento de Energia Elétrica	30.158	29.619	539	1.82
Receita de uso dos sistemas de distribuição – TUSD	3.685	3.448	237	6.87
CVA (compensação por alterações nos itens da 'Parcela A') e <i>Outros componentes financeiros</i> , em ajustes de tarifas	(1.147)	2.146	(3.293)	(153.45)
Componente financeiro decorrente da devolução aos clientes de valores dos impostos PIS, Pasep e Cofins – realização	2.360	1.317	1.043	79.20
Receita de transmissão				
Receita de operação e manutenção de transmissão	413	355	58	16.34
Receita de construção de transmissão	407	252	155	61.51
Receita de juros decorrente do componente financiamento no ativo contratual de transmissão	575	660	(85)	(12.88)
Receita de indenização de geração	47	-	47	100.00
Receita de construção de distribuição	3.246	1.852	1.394	75.27
Ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de distribuição	39	54	(15)	(27.78)
Receita de atualização financeira da Bonificação pela Outorga	467	523	(56)	(10.71)
Transações de energia na CCEE	183	1.157	(974)	(84.18)
Mecanismo de venda de excedentes	453	453	-	-
Fornecimento de gás	4.529	3.470	1.059	30.52
Multa por violação do indicador de continuidade de serviço	(94)	(70)	(24)	34.29
Recuperação de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins sobre ICMS	-	154	(154)	(100.00)
Créditos de PIS, Pasep e Cofins a serem reembolsados aos consumidores	(830)	-	(830)	-
Outras receitas	2.658	1.935	(723)	37.36
Impostos e encargos incidentes sobre a receita	(12.686)	(13.679)	993	(7.26)
<b>Receita líquida</b>	<b>34.463</b>	<b>33.646</b>	<b>817</b>	<b>2.43</b>

#### Receita de fornecimento de Energia Elétrica

A receita com energia vendida a clientes finais em 2022 foi de R\$ 30.158 milhões, comparado a R\$ 29.619 milhões em 2021, representando um aumento de 1,82%. Os principais itens que afetaram a receita total da energia vendida aos clientes finais foram: um aumento de 3,78% em GWh (ou R\$ 300 milhões) de energia vendida aos clientes finais comparado com o ano anterior, com uma redução de 1,3% (ou R\$ 232/MWh) na taxa média para os clientes finais.

Em 22 de junho de 2022, após uma extensão das tarifas anteriores por 25 dias, enquanto se esperava uma decisão a nível federal sobre medidas de mitigação tarifária, a Aneel ratificou o resultado do Ajuste Anual Tarifária da Cemig D, em vigor até 27 de maio de 2023, com efeito médio em clientes de 8,80% – os seus componentes incluíram aumentos médios de 14,31% para clientes de alta tensão, e de 6,23% para clientes ligados a baixa tensão. Para os consumidores atendidos em baixa tensão o reajuste médio foi de 5,22%.

Este resultado é o efeito de: (i) variação de 3,89% nos custos da Parcela B (custos gerenciáveis), devido ao índice de inflação do IPCA nos 12 meses anteriores; e (ii) repasse direto dentro da tarifa, que teve um aumento de 4,91%, mas que não teve qualquer efeito económico para a Cemig D, não afetando a sua rentabilidade, no que se refere aos seguintes elementos: (a) aumento de 4,78% nos custos não-gerenciáveis (Parcela A), principalmente relacionados com a compra de fornecimento de energia, taxas regulatórias e taxas de

transmissão, incluindo o efeito redutor da inclusão de R\$ 410 em repasses do CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) decorrentes do processo de capitalização da Eletrobras; (b) redução de 9,32%, referindo-se às componentes financeiras do processo em curso, em que um elemento importante é a inclusão de R\$ 2.811 referentes ao reembolso de créditos dos impostos PIS, Pasep e Cofins, o que gerou uma variação negativa na tarifa de 15,20%; e (c) uma redução de custos com efeito de 9,45% em relação às componentes financeiras do processo anterior. Vide Nota 14 às demonstrações financeiras consolidadas.

### 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 (comercializadoras, geradoras e produtores independentes de energia), também 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 2022 teve um aumento de 14,03% em relação a 2021:

GWh (1)	2022	2021	Var %
Residencial	11.217	11.186	0,28
Industrial	18.204	16.361	11,26
Comércio, serviços e outros	8.957	8.334	7,48
Rural	3.093	3.975	(22,19)
Poder público	856	729	17,42
Iluminação pública	1.138	1.226	(7,18)
Serviço público	1.400	1.418	(1,27)
<b>Sub-total</b>	<b>44.865</b>	<b>43.229</b>	<b>3,78</b>
Consumo próprio	31	33	(6,06)
	<b>44.896</b>	<b>43.262</b>	<b>3,78</b>
Suprimento no atacado a outras Concessionárias (1)	16.777	10.825	54,98
<b>Total</b>	<b>61.673</b>	<b>54.087</b>	<b>14,03</b>

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

**Industrial:** Aumento de 11,26% na quantidade de energia faturada aos consumidores *industriais*, devido à migração de clientes do mercado cativo para o Mercado Livre e à retração do setor industrial no estado de Minas Gerais em relação ao ano anterior.

**Rural:** Diminuição de 22,19% no volume de energia faturada para consumidores da categoria *rural* devido, principalmente, à redução de 31,3% no número de consumidores desta categoria, que migraram para outras categorias em cumprimento da Resolução Normativa (ReN) da Aneel 901/2020, que determinou a mudança de categoria de clientes que não se recadastraram, com prova da atividade que gerou o benefício tarifário a que tinham direito.

**Suprimento no atacado a outras concessionárias:** A venda de energia a *outras concessionárias* aumentou 54,98% em 2022 em relação a 2021, principalmente devido a um maior volume de energia vendido neste segmento.

**Iluminação pública:** O consumo foi 7,18% menor em 2022, principalmente devido à substituição de lâmpadas comuns por lâmpadas LED, que ocorreu em algumas prefeituras.

**Autoridades públicas:** Aumento de 17,42% da energia faturada para clientes do *Poder público*, devido ao retorno das atividades após a pandemia e à reclassificação de clientes das categorias *Rural* e *Serviço Público* para a categoria de *Poder Público*, em conformidade com a ReN Aneel n.º 901/2020.

### **Receita de uso dos sistemas elétricos de distribuição (TUSD)**

A TUSD é a tarifa de uso do sistema de distribuição, advinda dos encargos cobrados dos Clientes Livres sobre a energia distribuída. Em 2022, essa receita foi de R\$ 3.685 milhões, comparada a R\$ 3.448 milhões em 2021, um aumento de 6,87%, principalmente em função de:

- **Um aumento de 22,82% na tarifa média dos Clientes Livres em 2022, em comparação com 2021, parcialmente compensado pela redução da taxa do ICMS; e**
- **volume de energia transportada no ano de 2022 foi 1,99% superior ao mesmo período de 2021, devido ao aumento do consumo por clientes industriais e comerciais, compensado pela diminuição da irrigação por clientes rurais.**

### **CVA (compensação por alterações em 'Parcela A') e Outros componentes financeiros, em ajustes tarifárias**

A Cemig reconhece a diferença entre os custos não gerenciáveis efetivos (onde se destacam a CDE, e energia comprada para revenda) e os custos que foram utilizados como base para a definição das tarifas cobradas dos clientes. O valor dessa diferença é repassado aos clientes no próximo reajuste tarifário da Cemig D. Em 2022, isto representou uma despesa de R\$ 1.147 milhões, em comparação com uma receita de R\$ 2.146 milhões em 2021. Esta diminuição deve-se, principalmente, à redução de custos com a compra de eletricidade para revenda, devido ao cenário hidrológico mais otimista em 2022, destacando a redução dos custos de energia adquirida nos leilões, devido à redução do consumo das usinas térmicas. Também contribuiu para a constituição da CVA a devolução aos consumidores os pagamentos de liquidação de energia na CCEE em valores inferiores aos pagos em 2021, devido principalmente à redução da PLD (preço à vista utilizado para avaliar a energia negociada no mercado à vista – o *Preço de Liquidação de Diferenças*) em 2022, que permaneceu no nível mínimo durante a maior parte do ano.

### **Componente financeiro decorrente da devolução a clientes de PIS, Pasep e Cofins recolhido – realização:**

A Companhia registrou receita do reembolso dos créditos de PIS/Pasep e Cofins aos consumidores, no montante de R\$ 2.360 milhões em 2022, em comparação com R\$ 1.317 milhões no ano anterior. Esta recomposição de receitas resulta da tarifa da Cemig D, com efeito de junho de 2022 a maio de 2023, ser descontada dos montantes que estão sendo devolvidos aos consumidores relacionados com os créditos PIS/Pasep e Cofins. Vide Nota 21 às demonstrações financeiras consolidadas.

### **Receita de operação e manutenção de transmissão:**

As principais variações na receita da concessão de transmissão são as seguintes: (i) as receitas de operação e manutenção de infraestrutura foram de R\$ 413 milhões em 2022, em comparação com R\$ 355 milhões em 2021, um aumento de 16,34%, principalmente associado ao reajuste anual do RAP das empresas de transmissão (contratos 006/1997 e 79/2000), bem como à entrada de novas obras; e (ii) diminuição de 12,88% nas receitas de remuneração financeira dos ativos dos contratos de transmissão, que foram de R\$ 575 milhões e de R\$ 660 milhões em 2022 e 2021, respectivamente. Esta variação está associada principalmente à variação do IPCA (a base da remuneração do contrato), que foi de 5,78% no ano de 2022 em comparação com 10,06% em 2021.

### **Receitas de construção (Distribuição e Transmissão):**

As receitas de construção da distribuição aumentaram 75,27%, refletindo o valor as obras de infraestrutura da concessão de distribuição em 2022 ser de R\$ 3.246 milhões, em comparação com R\$ 1.852 milhões em 2021. O aumento reflete a maior execução do plano de investimento da Cemig D que em 2021, destacando o aumento dos serviços de mercado, principalmente solicitações de conexões com os clientes, execução do projeto de Infraestrutura de Monitoração Avançada, com a instalação de 230 mil medidores inteligentes, além da expansão do sistema de alta tensão, com a adição de 45 subestações novas e expandidas e a construção de 896 km de linhas de distribuição; e (ii) as receitas de construção de obras de transmissão, e reforço e melhoria das infraestruturas, as quais somaram R\$ 407 milhões em 2022, em comparação com R\$ 252 milhões em 2021, um aumento de 61,60% – devido, de novo, à maior realização de projetos de investimento em transmissão em 2022.

Esta receita é integralmente compensada pelos custos de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia em ativos da concessão.

### Receita de fornecimento de gás:

As receitas do fornecimento de gás aumentaram 30,52% para R\$ 4.529 milhões em 2022, em comparação com R\$ 3.470 milhões em 2021, devido, principalmente, ao reajuste na margem do gás natural, pelo índice IGPM, de 16% até maio de 2022, onde foram definidas as novas margens da Gasmig, que são mais altas do que as de 2021.

### Receita de transações em energia elétrica na CCEE:

A receita de transações de energia na CCEE foi de R\$ 183 milhões em 2022, comparado a R\$ 1.157 milhões em 2021, uma redução de 84,18% do ano anterior. Isso reflete o Preço médio de Liquidação de Diferenças (PLD) da região Sudeste/Centro-Oeste 78,9% menor: um médio de R\$ 58,99/MWh em 2022 em comparação com R\$ 279,61/MWh em 2021, devido a melhores condições hidrológicas.

### Outras receitas:

As outras receitas foram de R\$ 2.658 milhões em 2022, ante R\$ 1.935 milhões em 2021 – ou 37,36% acima do ano anterior. A composição de *Outras receitas* está detalhada na Nota 27 às demonstrações financeiras consolidadas.

### Impostos e encargos incidentes sobre a receita:

Os impostos e encargos incidentes aplicados à receita em 2022 foram de R\$ 12.686 milhões, ou 7,26% a menos que em 2021 (R\$ 13.679 milhões). Isso substancialmente reflete à redução da taxa de ICMS para todas as classes de consumo, e à não aplicação deste imposto sobre os serviços de distribuição e encargos setoriais relacionados com as operações de energia elétrica.

### Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais em 2022 foram de R\$ 29.679 milhões, um aumento de 5,1% de 2021 (R\$ 28.237 milhões).

A tabela a seguir ilustra os componentes dos custos e despesas operacionais em 2022 e 2021, como percentuais do faturamento:

	2022 (R\$ milhões)	Receita líquida (%)	2021 (R\$ milhões)	Receita líquida (%)	2022 vs. 2021 (%)
Energia comprada para revenda	(14.614)	42,40	(16.101)	47,85	(9,24)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(2.671)	7,75	(3.337)	9,92	(19,96)
Depreciação e amortização	(1.182)	3,43	(1.049)	3,12	12,68
Pessoal	(1.352)	3,92	(1.240)	3,69	8,94
Gás comprado para revenda	(2.735)	7,94	(2.011)	5,98	36,00
Serviços terceirizados	(1.706)	4,95	(1.450)	4,31	17,66
Benefícios pós-emprego	(626)	1,82	(16)	0,05	3.812,50
Materiais	(148)	0,43	(94)	0,28	57,45
Provisões operacionais	(401)	1,16	(231)	0,69	73,59
Perdas de crédito esperadas	(109)	0,32	(144)	0,43	(24,31)
Participação dos colaboradores e administradores no resultado	(83)	0,24	(134)	0,40	(38,06)
Custos de construção de infraestrutura	(3.536)	10,26	(2.036)	6,05	73,67
Inversão da provisão para crédito duvidoso, parte relacionada – Renova	54	0,16	–	–	–
Baixa de ativo financeiro	(172)	0,50	–	–	–
Outras despesas operacionais, líquidas	(398)	1,15	(394)	1,17	0,76
<b>Custos e despesas operacionais, total</b>	<b>(29.679)</b>	<b>86,43</b>	<b>(28.237)</b>	<b>83,93</b>	<b>5,10</b>

## A seguir estão as principais variações nos custos e despesas operacionais entre 2022 e 2021:

### Energia comprada para revenda

As despesas com energia comprada para revenda em 2022 foram de R\$ 14,614 milhões, 9,24% a menos que R\$ 16.101 milhões, em 2021. Os principais fatores nessa redução foram:

As despesas com energia adquiridas em leilões de mercados regulamentados diminuíram 46,58%, totalizando R\$ 3.334 milhões em 2022, em comparação com R\$ 6.242 milhões em 2021, devido à redução dos despachos pela disponibilidade de centrais termoeletricas e aquisição de energia pelo Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

Essa redução foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores:

- Os gastos com geração distribuída adquirida foram de R\$ 1.977 milhões em 2022, ante R\$1.268 milhões em 2021, um aumento de 55,91%. Essa variação decorre do aumento do número de instalações geradoras (191.153 em dezembro de 2022, comparada a 115.868 em dezembro de 2021) e do aumento na quantidade de energia injetada (3.041 GWh em 2022, comparado a 1.920 GWh em 2021).
- custo de energia adquirida no Ambiente Livre foi mais alto, em R\$ 6.003 milhões em 2022, comparado com R\$ 4.976 milhões em 2021, principalmente associados com novos contratos de compra feitos para mitigar o risco de exposição, e para recomposição de fontes incentivadas.

Este é um custo não-controlável 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, veja Nota 28 das demonstrações financeiras consolidadas.

### Taxas de Uso da Rede Básica de Transmissão

Os encargos de uso da rede elétrica nacional em 2022 foram de R\$ 2.671 milhões, ante R\$ 3.337 milhões em 2021, representando uma redução de 19,96%. Este custo refere-se aos encargos devidos pelos agentes de distribuição e geração, para a utilização das instalações e componentes da rede básica, bem como do sistema elétrico. Os valores a pagar e/ou recebidos pela Companhia são definidos por meio de uma resolução da Aneel. Houve: Redução de 56,65% nos custos com a Cobrança de Encargos de Serviço de Sistema (CCEE-ESS), resultante da menor expedição de plantas fora da ordem de mérito, parcialmente compensada pelo aumento de 39,47% nos custos com o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) em relação ao ano anterior, devido a créditos que a Cemig D teve em 2021 que reduziram os seus custos.

### Pessoal

A despesa com pessoal foi de R\$ 1.352 milhões em 2022, em comparação a R\$ 1.240 milhões em 2021, um aumento de 8,94%. Este aumento deve-se ao ajuste salarial de 11,08% a partir de novembro de 2021, de acordo com o Acordo Coletivo, o que se compara com o ajuste salarial de 4,00% a partir de novembro de 2020, também de acordo com o Acordo Coletivo.

### Gás comprado para revenda

Em 2022 a Companhia registrou uma despesa com aquisição de gás de R\$ 2.735 milhões, comparada a uma despesa de R\$ 2.011 milhões em 2021, um aumento de 36%. Isto deve-se principalmente à variação contratual dos preços do gás natural.

### Serviços terceirizados

A despesa para serviços contratados foi de R\$ 1.706 milhões em 2022, em comparação com R\$ 1.450 milhões em 2021, um aumento de 17,66%. As principais variações neste aumento são: (i) aumento de 21,36% nas despesas com manutenção e conservação de instalações elétricas e equipamentos, sendo R\$ 589 milhões em 2022, em comparação com R\$ 485 milhões em 2021; e (ii) aumento de 56,49% nas despesas com tecnologia da informação, sendo R\$ 146 milhões em 2022, em comparação com R\$ 93 milhões em 2021.



### **Benefícios pós-emprego**

O impacto das obrigações pós-emprego da Companhia no resultado representou uma despesa no valor de R\$ 626 milhões em 2022, em comparação a uma despesa de R\$ 16 milhões em 2021. Este aumento deve-se principalmente às alterações feitas em 2021 pela Companhia ao Acordo de Negociação Coletiva de 2021/2023 para oferecer e financiar seguro de vida para empregados e ex-empregados. A Companhia cessou o pagamento deste benefício pós-emprego e, portanto, baixou o saldo da obrigação em relação ao resultado em 2021.

### **Provisões operacionais**

As provisões operacionais foram de R\$ 401 milhões em 2022, em comparação a R\$ 231 milhões em 2021, um aumento de 73,59%. Esta variação deve-se a (i) um aumento de R\$ 180 milhões nas provisões para contingências fiscais, que foram R\$ 182 milhões no ano fiscal de 2022, em comparação com R\$ 2 milhões em 2021; e (ii) um aumento das provisões para contingências trabalhistas, que foram de R\$ 98 milhões em 2022, em comparação com R\$ 35 milhões em 2021.

### **Perdas de crédito esperadas**

As perdas de crédito esperadas diminuíram em 24,31%, para R\$ 109 milhões em 2022, em comparação com R\$ 144 milhões em 2021, devido à menor taxa de inadimplência observada nos últimos 12 meses e, adicionalmente, à revisão das regras de medição de perdas, buscando maior adesão ao comportamento na prática dos clientes inadimplentes da Companhia.

### **Participação dos colaboradores e administradores no resultado**

A despesa com Participação dos Empregados e Administradores no Resultado foi de R\$ 83 milhões em 2022, em comparação com R\$ 134 milhões em 2021. A redução, de 38,06%, deveu-se ao menor lucro líquido consolidado da Cemig – base de cálculo dessa despesa.

### **Custos de construção de infraestrutura**

Os custos de construção de infraestrutura foram de R\$ 3.536 milhões em 2022, comparados a R\$ 2.036 milhões em 2021. A diferença decorre principalmente do aumento do volume de investimentos na distribuição em 2022, em comparação com 2021, especialmente em sub-transmissão, expansão, reforço e melhoria da infraestrutura de alta tensão.

Este custo é integralmente compensado pela receita de construção, no mesmo valor, e corresponde ao investimento da Companhia em ativos da concessão no período.

### **Equivalência patrimonial**

Em 2022, a Cemig reportou uma receita pelo método da equivalência patrimonial de R\$ 843 milhões, em comparação com R\$ 182 milhões em 2021. O resultado de 2022 principalmente reflete os seguintes fatores: (i) Reconhecimento de recebíveis no montante de R\$ 161 milhões, em 2022, para o pagamento feito pela **AGPar à FIP Melbourne** associado ao Acordo resultante da Sentença Arbitral CCBC-86/2016; e (ii) reversão da provisão para as obrigações contratuais da Cemig GT assumidas com a investida **Madeira Energia** e outros acionistas, no montante de R\$ 162 milhões. Essa provisão constituída em 2021 teve efeito negativo nas receita de equivalência patrimonial daquele ano.

### **Resultado financeiro líquido**

O Resultado Financeiro Líquido foi uma despesa de R\$ 1.566 milhões em 2022, em comparação com uma despesa de R\$ 2.253 milhões em 2021. Isto está associado principalmente aos seguintes fatores: (i) Depreciação do dólar em relação ao Real em 2022, de 6,5%, em comparação com uma valorização de 7,39% em 2021, gerando receitas de R\$ 338 milhões e despesas de R\$ 353 milhões em 2022 e 2021, respetivamente; (ii) o valor justo do instrumento financeiro contratado para proteger os riscos relacionados com as Eurobonds diminuiu em 2022, sendo de R\$ 438 milhões, em comparação com uma despesa de R\$ 538 milhões em 2021.

Esta variação deve-se principalmente à elevação da curva de juros em relação ao crescimento esperado da taxa do dólar em relação ao Real; (iii) reconhecimento dos custos de empréstimo na recompra de títulos de dívida, no valor de R\$ 47 milhões em 2022 (R\$ 491 milhões em 2021) em resultado das recompras parciais de Eurobonds na *Tender Offer*; e (iv) aumento de 189,06% no resultado líquido da variação monetária relacionada com os saldos de CVA e *Outras componentes financeiras*, sendo uma receita financeira de R\$ 185 milhões em 2022, em

comparação com R\$ 64 milhões em 2021 (refletindo o aumento da taxa Selic, o indexador do saldo, quando comparado com o ano anterior).

### **Imposto de renda e Contribuição Social**

O imposto de renda em 2022 foi uma despesa de R\$ 26 milhões em 2022, em comparação com uma despesa de R\$ 946 milhões em 2021, refletindo:

- I. Menor lucro líquido antes dos impostos (R\$ 4,121 milhões em 2022, em comparação a R\$ 4.699 milhões em 2021);
- II. ganho em subsidiárias pelo método de equivalência patrimonial R\$ 176 milhões maior;
- III. juros sobre o capital próprio R\$ 397 milhões maiores em 2022 quando comparado com 2021, reduzindo as despesas fiscais em 2022;
- IV. aumento de R\$ 234 milhões em perdas de crédito estimadas de partes relacionadas; e.
- V. R\$ 108 milhões em realização do *goodwill* em 2021.

### **Por segmento**

#### **Distribuição**

Em 2022, o segmento de distribuição gerou lucro líquido de R\$ 445 milhões, em comparação com R\$ 1.701 milhões em 2021, o que representa uma diminuição de 73,8%. As principais variações são apresentadas a seguir:

Receita Líquida em 2022, a nossa receita líquida de distribuição foi de R\$ 20.919 milhões, em comparação com R\$ 22.345 milhões em 2021, o que representa uma diminuição de 6,38%, principalmente devido aos seguintes fatores:

- A receita bruta do fornecimento de eletricidade foi de R\$ 20.209 milhões em 2022, em comparação com R\$ 21.713 milhões em 2021, uma diminuição de 6,93% – sendo que os fatores mais importantes foram: o volume de energia vendido em 2022, 2,45% menor que em 2021; e a taxa menor do imposto ICMS no segundo semestre de 2022, com uma redução na tarifa energética.
- Receita da utilização da rede – a receita dos Consumidores Livres aumentou 6,97% para R\$ 3.715 milhões, em comparação com R\$ 3.473 milhões em 2021, referentes à tarifa para a utilização do sistema de distribuição (TUSD), decorrentes das taxas cobradas dos consumidores livres sobre a energia distribuída.
- *CVA e Outros componentes financeiros* em ajustes de tarifas resultaram em uma despesa de R\$ 1.147 milhões em 2022, vs. receita de R\$ 2.146 milhões em 2021.
- Os impostos e encargos reconhecidos como deduções da receita somaram R\$ 9.442 milhões em 2022, em comparação com R\$ 10.992 milhões em 2021, o que representa uma redução de 14,09%. Esta redução deve-se substancialmente à redução significativa do imposto ICMS nas tarifas de eletricidade no segundo semestre de 2022, em resultado da fixação da taxa de imposto ICMS para todas as classes de consumo no máximo de 18% e da eliminação deste imposto sobre encargos do setor relacionados com as operações de eletricidade.

#### Custo de energia:

Em 2022, o custo da energia diminuiu 19,63% (ou R\$ 2.915 milhões) para R\$ 11.938 milhões, em comparação com R\$ 14.853 milhões em 2021, principalmente devido a: (i) uma diminuição de 19,88% no custo da eletricidade comprada para revenda, que foi de R\$ 9.171 milhões em 2022, em comparação com R\$ 11.447 milhões em 2021; e (ii) uma redução de 18,75% nos custos de utilização do sistema elétrico, que foi de R\$ 2.767 milhões em 2022, em comparação com R\$ 3.406 milhões em 2021.

#### Custo de Operação:

Em 2022, o custo de operação foi de R\$ 7.488 milhões, em comparação com R\$ 5.129 milhões em 2021, o que representa um aumento de 45,99% (ou seja, de R\$ 2.359 milhões), principalmente devido a dois fatores: (i) os

custos de construção dos ativos relacionados com a infraestrutura da concessão de distribuição de eletricidade foram de R\$ 3.193 milhões em 2022, em comparação com R\$ 1.802 milhões em 2021, o que representa um aumento de 77,19%, refletindo a maior execução do plano de investimento da Cemig D em relação ao ano anterior; e (ii) as provisões operacionais foram de R\$ 398 milhões em 2022 em comparação com R\$ 198 milhões em 2021, um aumento de 101,22%. As principais variações neste aumento são: (i) Provisões para contingências fiscais: R\$ 140 milhões em 2022, em comparação com uma reversão líquida de R\$ 18 milhões em 2021; e (ii) aumento das provisões líquidas para contingências trabalhistas, que foram de R\$ 68 milhões em 2022, em comparação com R\$ 1 milhão em 2021.

### Transmissão

Em 2022, o segmento de transmissão reportou lucro líquido de R\$ 350 milhões, em comparação com R\$ 421 milhões em 2021, uma diminuição de 16,86%. As principais variações são apresentadas a seguir:

#### Receitas de Operação e Manutenção de Transmissões:

As receitas de operação e manutenção de infraestrutura foram de R\$ 413 milhões em 2022, em comparação com R\$ 355 milhões em 2021, um aumento de 16,34%, principalmente associado a (i) o reajuste anual do RAP das empresas de transmissão (contratos 006/1997 e 79/2000), bem como a entrada de novas obras; (ii) as receitas de construção, reforço e melhoria das infraestrutura foram de R\$ 407 milhões em 2022, em comparação com R\$ 252 milhões em 2021, um aumento de 61,60%, devido basicamente à maior realização em projetos de investimento em transmissão no período; e, (iii) diminuição de 12,87% nas receitas de remuneração financeira dos ativos dos contratos de transmissão, que foram de R\$ 575 milhões em 2022 de R\$ 660 milhões em 2021, respectivamente. Esta redução está associada principalmente à flutuação do IPCA, a base da remuneração de contratos, que foi de 5,78% no ano fiscal de 2022 em comparação com 10,06% em 2021.

#### Custo de construção:

Os custos de construção foram de R\$ 291 milhões em 2022, em comparação com R\$ 183 milhões em 2021, um aumento de 58,55%, em consonância com o Plano Estratégico da Companhia, que visa intensificar os investimentos em reforço e melhorias para a renovação da base de ativos, condicionada aos prazos, custos e retorno esperado. A execução da carteira de investimentos em 2022 cumpriu o planejamento das energizações e receitas projetadas.

### Geração

Em 2022, o segmento Geração gerou lucro líquido de R\$ 887 milhões, em comparação com R\$ 1.394 milhões em 2021, uma diminuição de 36,37%. As principais variações são: (i) Diminuição de 86,08% nos custos com a eletricidade comprada para revenda, que foi de R\$ 81 milhões em 2022, em comparação com R\$ 580 milhões em 2021. Esta variação está associada principalmente à melhoria no GSF, que teve valor médio de 0,86 em 2022, vs. 0,77 em 2021. Além disso, uma redução de 78,9% no Preço de Liquidação das Diferenças (o 'preço spot' ou PLD) do Sudeste/Centro-Oeste, com um valor médio de R\$ 58,99/MWh em 2022, vs. R\$ 279,61/MWh em 2021, devido a uma melhor condição hidrológica; e (ii) reconhecimento de efeito positivo de R\$ 1.032 milhões da renegociação do risco hidrológico – Lei 14,052/20.

### Comercialização

Em 2022, o segmento de **Comercialização** gerou lucro líquido de R\$ 682 milhões, em comparação com R\$ 433 milhões em 2021, um aumento de 57,51%, principalmente devido a:

#### Receitas das transações em energia na CCEE:

A receita líquida do segmento de comercialização foi de R\$ 7.918 milhões em 2022, contra R\$ 6.430 milhões em 2021, um aumento de 23,14%. O aumento resulta, principalmente, do maior volume de energia vendida, da redução da diferença de preços entre os submercados e da exposição na CCEE em relação a um maior volume de compra de energia para recompor o lastro de energia com incentivos.

Perdas de crédito esperadas:

Redução de 96,07% na perda esperada de crédito, que foi de R\$ 0,5 milhões em 2022, em comparação com R\$ 13 milhões em 2021, devido principalmente à baixa inadimplência observada nos últimos 12 meses.

Esses fatores foram compensados por:

Custo de eletricidade comprada para revenda:

A despesa com energia elétrica comprada para revenda foi de R\$ 9.542 milhões em 2022, em comparação a R\$ 5.735 milhões em 2021, um aumento de 19,97%. Isso reflete principalmente a continuidade na transferência dos contratos de comercialização de energia da subsidiária Cemig GT para a CEMIG.

**Participações**

Em linha com as estratégias de negócios da Companhia, os resultados dos afiliadas, das subsidiárias controladas em conjunto, e da holding são avaliados como um único segmento. Em 2022 as investidas retornaram um lucro líquido de R\$ 1.730 milhões, comparado com um prejuízo de R\$ 196 milhões em 2021.

### **Exercício de 2021 comparado ao exercício de 2020**

Para esta discussão, veja o nosso relatório anual no Formulário 20-F para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2021, apresentado à SEC em 17 de maio de 2022.

## B. Liquidez e Recursos de capital

### Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

Caixa líquida das atividades operacionais foi de R\$ 6.612 milhões no ano encerrado em 31 de dezembro de 2022, em comparação com R\$ 3.685 milhões em 2021 (um aumento de R\$ 2.928 milhões, ou 79,5%). Essa variação deveu-se principalmente a:

- (1) Um aumento de R\$ 1.939 milhões no lucro líquido, ajustado para a reconciliação do dinheiro líquido;
- (2) aumento líquido de R\$ 1.922 milhões em ativos operacionais, principalmente devido a impostos de rendimentos e créditos fiscais de contribuições sociais (R\$ 822 milhões), depósitos judiciais (R\$ 704 milhões) e ativos contratuais de concessão e financeiros (R\$ 210 milhões), parcialmente compensados por uma diminuição da CVA e de *Outros componentes financeiros* em ajustes tarifários (R\$ 350 milhões);
- (3) diminuição líquida de R\$ 414 milhões no passivo operacional, principalmente em benefícios pós-emprego (R\$ 318 milhões);
- (4) (i) diminuição do montante dos juros pagos sobre empréstimos e debêntures (R\$ 579 milhões), compensados por (ii) uma diminuição das entradas de caixa resultantes da liquidação de instrumentos derivativos (R\$ 893 milhões), e (iii) um aumento do imposto de renda e da Contribuição Social pago (R\$ 204 milhões).

### Caixa líquido em atividades de Investimento

Em 2021 houve utilização de caixa em atividades de investimento de R\$ 3.206 milhões, em comparação com entrada líquida de caixa, das atividades de investimento, de R\$ 1.370 milhões em 2021 – principalmente R\$ 3.112 milhões em investimentos em ativos contratuais de infraestrutura de distribuição de gás e energia.

### Caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento

Utilizamos caixa líquida de R\$ 2.792 milhões nas atividades de financiamento foi em 2022, em comparação com R\$ 5.910 milhões em 2021 – compreendendo principalmente: (i) R\$ 1.981 milhões em entradas de caixa de empréstimos e debêntures em 2022 (R\$ 13 milhões em 2021); (ii) consumo de R\$ 2.094 milhões em juros sobre capital e dividendos pagos em 2022 (R\$ 1.416 milhões em 2021); e (iii) pagamento de R\$ 2.613 milhões em empréstimos e debêntures em 2022 (R\$ 4.437 milhões em 2021).

### Administração de capital

A Companhia tem a política de manter uma base de capital sólida para manter a confiança dos investidores, credores e do mercado, e permitir a implementação do seu programa de investimento e a manutenção da sua qualidade de crédito, com acesso aos mercados de capitais, procurando investir em projetos que ofereçam taxas mínimas de retorno reais iguais ou superiores às previstas na Estratégia de Longo Prazo, com o custo de capital para os seus diversos negócios como referência.

A Companhia monitora a alavancagem com relação a capital usando o índice de alavancagem Dívida Líquida/Ebitda. A dívida líquida é calculada como o total de empréstimos e debêntures, menos caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. O Ebitda Ajustado é calculado por efeitos não-caixa. A Companhia tem como objetivo manter o seu endividamento líquido consolidado em ou abaixo de 2,5 vezes o Ebitda Ajustado.

### Endividamento

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2022 era de R\$ 0.580 milhões, composto por R\$ 955 milhões em dívida circulante e R\$ 9.626 milhões em dívida não circulante. De nossa dívida em 31 de dezembro de 2021, R\$ 3.960 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras e R\$ 6.618 milhões estavam denominados em Reais.

Nosso endividamento com empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2021 era de R\$ 11.364 milhões, composto por R\$ 1.465 milhões em dívida circulante e R\$ 9.899

milhões em dívida não circulante. Nossa dívida em 31 de dezembro de 2021 compreendeu R\$ 5.601 milhões em moedas estrangeiras e R\$ 5.763 milhões em Reais.

Nosso endividamento em 31 de dezembro de 2022 e 2021 está demonstrado na tabela a seguir (em milhões de Reais):

Fonte	Vencimento principal	Encargos financeiros anuais (%)	Moeda	2022			2021
				Circulante	Não Circulante	Total	Total
<b>FOREIGN CURRENCY</b>							
Eurobonds (1)	2024	9,25%	US\$	30	3.945	3.975	5.623
(-) Transaction costs					(6)	(6)	(8)
(±) Interest paid in advance (2)					(9)	(9)	(14)
<b>Debt in foreign currency</b>				<b>30</b>	<b>3.930</b>	<b>3.960</b>	<b>5.601</b>
<b>BRAZILIAN CURRENCY</b>							
Eletróbrás (3)	2023	UFIR + 6,00% at 8,00%	R\$	2	0	2	6
Sonda (4)	2022	110,00% do CDI	R\$	-	-	-	52
<b>Debt in Brazilian currency</b>				<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>58</b>
<b>Total of loans and financings</b>				<b>32</b>	<b>3.930</b>	<b>3.962</b>	<b>5.659</b>
<b>CEMIG D</b>							
Debentures – 3 <sup>rd</sup> Issuance – 3 <sup>rd</sup> Series	2025	IPCA + 5,10%	R\$	330	582	912	1.147
Debentures – 7 <sup>th</sup> Issuance – 1 <sup>st</sup> Series	2024	CDI + 0,45%	R\$	544	270	814	1.356
Debentures – 7 <sup>th</sup> Issuance – 2 <sup>nd</sup> Series	2026	IPCA + 4,10%	R\$	3	1.861	1.864	1.760
Debentures – 8 <sup>th</sup> Issuance – 1 <sup>st</sup> Series	2027	CDI + 1,35%	R\$	3	500	503	-
Debentures – 8 <sup>th</sup> Issuance – 2 <sup>nd</sup> Series	2029	IPCA + 6,10%	R\$	1	506	507	-
<b>CEMIG GT</b>							
Debentures – 3 <sup>rd</sup> Issuance – 3 <sup>rd</sup> Series (5)	2022	IPCA + 6,20%	R\$	-	-	-	428
Debentures – 9 <sup>th</sup> Issuance – 1 <sup>st</sup> Series	2027	CDI + 1,33%	R\$	3	700	703	-
Debentures – 9 <sup>th</sup> Issuance – 2 <sup>nd</sup> Series	2029	IPCA + 7,63%	R\$	1	301	302	-
<b>GASMIG</b>							
Debentures – 4 <sup>th</sup> Issuance – 1 <sup>st</sup> Series	2022	TJLP + 1,82%	R\$	-	-	-	10
Debentures – 4 <sup>th</sup> Issuance – 2 <sup>nd</sup> Series	2022	Selic + 1,82%	R\$	-	-	-	4
Debentures – 4 <sup>th</sup> Issuance – 3 <sup>rd</sup> Series	2022	TJLP + 1,82%	R\$	-	-	-	11
Debentures – 4 <sup>th</sup> Issuance – 4 <sup>th</sup> Series	2022	Selic + 1,82%	R\$	-	-	-	5
Debentures – 7 <sup>th</sup> Issuance – Single series	2023	CDI + 1,50%	R\$	20	0	20	40
Debentures – 8 <sup>th</sup> Issuance – Single series (6)	2031	IPCA + 5,27%	R\$	20	1.024	1.043	987
(-) Discount on the issuance of debentures					(12)	(12)	(15)
(-) Transaction costs				(3)	(39)	(42)	(28)
<b>Total, debentures</b>				<b>923</b>	<b>5.696</b>	<b>6.618</b>	<b>5.705</b>
<b>Total</b>				<b>955</b>	<b>9.626</b>	<b>10.580</b>	<b>11.364</b>

- (1) Em dezembro de 2022, a Cemig GT realizou uma recompra parcial antecipada de títulos de dívida do mercado externo (Eurobonds), no montante principal de US\$244 milhões (US\$500 milhões em agosto de 2021). Veja mais detalhes em nota explicativa n.º 22 das respectivas Demonstrações Financeiras
- (2) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até ao vencimento (Rendimento até ao vencimento) acordada no contrato Eurobonds;
- (3) Debêntures emitidas pela Cemig Distribuição;
- (4) Em dezembro de 2022, a Companhia concluiu a venda de toda a sua participação acionária no capital social da **Ativas Data Center S.A.** à Sonda Procwork Informática Ltda., através da compensação do contrato de empréstimo entre a **Cemig** e a **Sonda**. Veja mais detalhes sobre essa transação em Nota Explicativa Nº. 32 do Demonstrações Financeiras;
- (5) Em fevereiro de 2022, a Cemig GT liquidou a 3ª emissão de debêntures da 3ª série;
- (6) 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.

Em junho de 2022, a Cemig D concluiu a sua 8ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, no valor de R\$ 1,0 bilhão, em duas séries. A Primeira Série (R\$ 500 milhões) tem um prazo de 5 anos, com pagamento *bullet*, e rende CDI mais juros de 1,35% ao ano, com base em 252 dias úteis. A Segunda Série (R\$ 500 milhões) tem prazo de 7 anos, com pagamento *bullet*, e paga o IPCA mais juros de 6,1052% ao ano, com base em 252 dias úteis. O total líquido de fundos captados estava relacionado com o reforço do fluxo de caixa e com o reembolso do investimento nos termos da Lei 12.431.

Em Dezembro de 2022, a Cemig GT concluiu a sua 9ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, no valor de R\$ 1,0 bilhão, em duas séries. A Primeira Série (R\$ 700 milhões) tem um prazo de 5 anos, com amortização no 36º, 48º e 60º meses, e rende CDI mais juros de 1,33% ao ano, com base em 252 dias úteis. A Segunda Série (R\$ 300 milhões, Debêntures ESG) tem prazo de 7 anos, com pagamento *bullet*, e paga o IPCA mais juros de 7,6245% ao ano, com base em 252 dias úteis. O total líquido de fundos captados estava relacionado com o reforço do fluxo de caixa e com o reembolso do investimento nos termos da Lei 12.431.

### Emissão de debêntures – Cemig D

Em 15 de maio de 2023, a Cemig D anunciou o lançamento de uma oferta de R\$ 2 bilhões em debêntures, a ser garantida pela Companhia.

### Oferta da Cemig GT para Eurobonds

A Cemig GT já realizou duas propostas para reduzir o saldo das suas Eurobonds e, em ambas as oportunidades, a empresa readquiriu parcial e antecipadamente uma parte do montante do capital da dívida. Em agosto de 2021, o montante recomprado foi de US\$500 milhões, e em dezembro de 2022 o montante recomprado foi de US\$244 milhões, reduzindo o montante do capital da dívida, que vence em 2024, para US\$756 milhões.

### Garantias de Financiamento da CEMIG

Em 31 de dezembro de 2022 a CEMIG tem emitido garantias financeiras totais de R\$ 10.579 milhões em empréstimos e debêntures, como segue:

	2022	2021
Notas promissórias, avais e fianças	4.871	7.177
Garantias em recebíveis	2.663	3.094
Garantias Corporativas (1)	1.998	
Recebíveis	2	36
Ações	-	52
Quirografia	1.047	1.005
<b>TOTAL</b>	<b>10.581</b>	<b>11.364</b>

(1) O saldo de dívida em 2022 está relacionado com a 8ª emissão de debêntures da Cemig D e a 9ª emissão de debêntures da Cemig GT. Nos anos anteriores, valores equivalentes foram apresentados como garantias e recebíveis.

### Cláusulas restritivas (Covenants)

A Companhia possui contratos com *covenants* atreladas a índices financeiros, conforme quadro a seguir:

Título / Garantia	Covenant	Índice requerido – Emissora	Índice requerido CEMIG (garantidora)	Exigibilidade de cumprimento
Eurobonds CEMIG GT (1)	Dívida Líquida/Ebitda ajustado para o Covenant (a)	Menor ou igual a 2,5	Menor ou igual a 3,0	Semestral e anual
7ª e 8ª emissão de Debêntures Cemig D	Dívida Líquida/Ebitda Ajustado	Menor ou igual a 3,5	Menor ou igual a 3,0	Semestral e anual



Debentures Gasmig (2)	Endividamento Geral (Passivo total / Ativo total)	Menor que 0,6	–	Anual
	Ebitda / Serviço da Dívida	Igual ou superior a 1,3	–	Anual
	Ebitda / Resultado financeiro líquido	Igual ou superior a 2,5	–	Anual
	Dívida Líquida / Ebitda	2,5 ou menos	–	Anual
8ª emissão de debêntures Gasmig	Ebitda / Serviço da dívida	Igual ou superior a 1,3	–	Anual
9ª Emissão de Debêntures Cemig GT (3)	Dívida Líquida/Ebitda Ajustado	Menor ou igual a 3,5	3,0 de 31 de dez. de 2022 a 30 de jun. de 2026; e 3,5 a partir de 31 de dez. de 2026	Semestral e anual

- (1) O Ebitda Ajustado corresponde aos ganhos antes de juros, imposto de renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido, depreciação e amortização, calculados de acordo com a Resolução CVM 156 de 23 de junho de 2022, dos quais são subtraídos os rendimentos não operacionais, quaisquer créditos e ganhos não-caixa não-recorrentes que aumentem o lucro líquido, e quaisquer pagamentos em dinheiro feitos numa base consolidada durante esse período em relação a encargos não-caixa que foram adicionados de volta à determinação da Ebitda em qualquer período anterior, e aumentadas por quaisquer despesas ou taxas não-caixa.
- (2) 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.
- (3) O não cumprimento dos covenants financeiros implica um vencimento antecipado, com exigibilidade imediata do pagamento pela Cemig GT do Valor Nominal por Unidade, ou Valor Nominal por Unidade Atualizada, das Debêntures, conforme o caso, acrescido de remuneração, além dos outros encargos devidos, independentemente de notificação judicial ou extrajudicial, notificação ou interpeação.

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia está em conformidade com todos os *covenants*.

### C. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; patentes, licenças, etc.

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. A Cemig investiu \$ 24 milhões em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em 2022 – incluindo 37 Projetos P&D em várias áreas. Alguns destaques:

- Desenvolvimento de redes sinérgicas aplicadas à rede de distribuição;
- Desenvolvimento de uma metodologia para avaliar as árvores urbanas quanto ao risco de queda, utilizando radar penetrante no solo (GPR);
- Um Centro de Despacho Futuro - Plataforma de hiper-visão de consciência condicional integrada do tempo-espaço, baseada em inteligência artificial para operar o sistema de distribuição;
- Adaptação do sistema de realidade virtual da Cemig para integração com recursos de inspeção através de imagens em tempo real e formação em grupo de equipes de campo e expedição;
- Dispositivo para notificação individual para tratar de casos de emergência com barragens;
- Ferramenta para definir preços futuros com alocação ótima de portfólio para compra e venda de eletricidade;
- Processos Ecológicos: Desenvolvimento de novas eco-tecnologias de diagnóstico e processos ambientais (Projeto PROECOS).

### D. Informação sobre tendências

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no Item 4: 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 serviço 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: 1,56% negativo (2019-2020) (em grande parte devido ao efeito da pandemia da Covid-19); 4,0% positivo (2020-2021) (em grande parte devido à recuperação da pandemia da Covid-19); e 0,8% positivo (2021-2022) (devido às baixas temperaturas médias ao longo do ano e ao aumento da geração distribuída). 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 2023 planejamos fazer investimentos de capital relacionados ao nosso ativo imobilizado no valor de aproximadamente R\$ 5.726 milhões, correspondentes ao nosso programa básico. Esperamos destinar estes gastos de capital, principalmente, à expansão do nosso sistema de distribuição. Para obter mais detalhes, favor consultar o Item 4: Investimentos.

### Obrigações contratuais

Foram assinados, entre a Cemig GT e as entidades de previdência complementar que participam da estrutura de investimentos da SAAG, (estrutura composta por *FIP Melbourne*, *Parma Participações S.A.* e *FIP Malbec*, em conjunto ‘a Estrutura de Investimento’), Contratos de Opção de Venda de Cotas dos Fundos que compõe a Estrutura de Investimento (‘Opções de Venda’), que poderão ser exercidas, a critério dos Fundos, no 84º mês a partir de junho de 2014. O preço de exercício das Opções de Venda seria correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar na Estrutura de Investimento, atualizado *pro rata temporis* pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido da taxa de 7% ao ano, deduzidos quaisquer dividendos e juros sobre capital pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar. Esta opção foi considerada um instrumento derivado até o exercício antecipado da opção, contabilizada a seu valor justo através do resultado, medido utilizando o modelo Black-Scholes- Merton (‘BSM’). Para maiores detalhes, veja Notas 31 e 34 às demonstrações financeiras consolidadas.

Em 31 de dezembro de 2022 a Cemig e suas subsidiárias possuem compromissos que incluem aquisição de energia de *Itaipu*, aquisição de energia em leilões, garantias de cotas físicas, e outros compromissos, conforme segue:

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 onwards	Total
Compra de energia de Itaipu	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	36.375	45.470
Compra de energia – leilões	3.886	3.932	3.524	3.808	3.631	54.111	72.892
Aquisição de energia – ‘contratos bilaterais’	488	489	310	99	19	59	1.464
Cotas das usinas <i>Angra 1</i> e <i>Angra 2</i>	375	378	377	377	379	7.583	9.469
Transporte de energia de Itaipu	201	222	222	221	221	3.305	4.392
Outros contratos de compra de energia	5.543	5.044	4.486	4.086	3.967	28.212	51.338
Cotas de garantia física	828	777	704	634	535	11.153	14.631
<b>Total</b>	<b>13.140</b>	<b>12.661</b>	<b>11.442</b>	<b>11.044</b>	<b>10.571</b>	<b>140.798</b>	<b>199.656</b>

A Cemig e suas controladas possuem empréstimos e debêntures, conforme segue, por moeda e indexador, com as respectivas amortizações (em milhões de Reais):

	2023	2024	2025	2026	2027	2028 onwards	Total
--	------	------	------	------	------	--------------	-------

Moeda							
Dólar US	30	3.945	-	-	-	-	<b>3.975</b>
<b>Total, denominado por moeda</b>	<b>30</b>	<b>3.945</b>	-	-	-	-	<b>3.975</b>
Indexadores							
IPCA (1)	355	399	1.336	1.051	126	1.362	<b>4.629</b>
Ufir/RGR (2)	2	-	-	-	-	-	<b>2</b>
CDI (3)	571	270	233	233	733	-	<b>2.040</b>
<b>Total, indexado</b>	<b>928</b>	<b>669</b>	<b>1.569</b>	<b>1.284</b>	<b>859</b>	<b>1.362</b>	<b>6.671</b>
(-) Custos de transação	(3)	(8)	(5)	(5)	(5)	(21)	<b>(47)</b>
(-) Juros pagos antecipadamente	-	(9)	-	-	-	-	<b>(9)</b>
(-) Desconto	-	-	(6)	(6)	-	-	<b>(12)</b>
<b>Total geral</b>	<b>955</b>	<b>4.597</b>	<b>1.558</b>	<b>1.273</b>	<b>854</b>	<b>1.341</b>	<b>10.578</b>

(1) Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

(2) Unidade Fiscal de Referência (UFIR/RGR).

(3) CDI: Taxa de Certificados de Depósito Interbancário.

A Cemig e suas subsidiárias têm contratos que contêm um arrendamento que, na sua maioria, são indexados anualmente ao índice de inflação do IPCA. A análise de maturidade dos contratos de arrendamento é apresentada a seguir:

Anos	(R\$ milhões)	Consolidado (nominal)
2023		62
2024		68
2025		58
2026		58
2027		50
2028 a 2048		510
<b>Valores não descontados</b>		<b>806</b>
Juros embutidos		(452)
<b>Passivos de arrendamento:</b>		<b>354</b>

#### E. Estimativas contábeis críticas

Para este assunto, favor se referir às nossas demonstrações financeiras auditadas, que se encontram em outras páginas deste relatório.

## Item 6. Conselheiros, diretores e funcionários

### A. Membros do Conselho, e Alta Administração

A administração da Companhia é exercida pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva. O Conselho de Administração da Companhia é composto por 11 (onze) 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 caso aprovadas 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 operações relevantes, e a eleição, destituição e fiscalização dos membros da Diretoria Executiva.

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 emprego 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:

- a) 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.
- b) No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros deverão ser independentes ou, sob o Artigo 141 da Lei 6.404/1976, pelo menos um deles, caso haja decisão pelo exercício da faculdade do voto múltiplo pelos acionistas minoritários.
- c) Aos empregados fica assegurado o direito de elegerem 1 (um) membro, observado o disposto na Lei Federal 12.353, de 28 de dezembro de 2010, no que couber.
- d) 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
Jaime Leoncio Singer (1)	Membro	25/02/2022
Marcus Leonardo Silberman (1)	Membro	25/02/2022
José Reinaldo Magalhães (1)	Membro	25/03/2019
Afonso Henriques Moreira Santos (1)	Membro	31/07/2020
Ricardo Menin Gaertner (1)	Membro	29/04/2022
Aloísio Macário Ferreira de Souza (2)	Membro	29/09/2022
Roger Daniel Versieux (2)	Membro	29/04/2022
José João Abdalla Filho (3)	Membro	31/07/2020
Paulo César de Souza e Silva (2)	Membro	31/07/2020
Anderson Rodrigues (4)	Membro	29/04/2022

- Eleito pelo Estado de Minas Gerais e outros acionistas.

- Eleito pelos acionistas minoritários.
- Nomeado pelos detentores de ações preferenciais.
- Eleito por um representante dos funcionários.

#### **Seguem abaixo resumos das biografias de cada membro efetivo do Conselho de Administração:**

Márcio Luiz Simões Utsch – Nascido em 1959, 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. Presidente desde 2003 até aposentar, com 60 anos, em 2019.

Jaime Leoncio Singer: Nascido em 1966, formou-se em economia. Principais cargos executivos (‘nível C’): Cielo S.A. – Pagamentos/aquisições (2016-2019); e Marfrig Global Foods – Alimentos/Agribusiness/Proteína animal (2013-2015). Mandatos Atuais: (i) Neoway – Big Data Analytics e Artificial Intelligence (agosto de 2021 – presente): Membro do conselho de administração; (ii) Taesa – Transmissora Aliança de Energia Elétrica, sociedade de transporte de energia elétrica (abril de 2021 – presente): membro do conselho de administração, nomeado pela Cemig (investidor); coordenador do Comitê de Estratégia, Governança e Recursos Humanos; (iii) Naturgy/CEG – Infraestrutura/Distribuição de Gás (dezembro de 2020 – Presente): Membro independente do conselho de administração; (iv) Transpetro – Logística/Infraestrutura e Transporte de Combustível (novembro de 2020 – Presente): Membro independente do conselho de administração; (v) Aducos Araguaia – Fertilizantes, Sementes e Varejo (novembro de 2020 – presente): Membro independente do Conselho Consultivo; e (vi) Centoflora – fitofarmacêuticos (abril de 2017 – presente): Membro independente do Conselho Consultivo.

Marcus Leonardo Silberman: Nascido em 1962, atualmente é Diretor Financeiro da Itiquira Acquisition Corp (NASDAQ: ITQRU), uma Empresa de Aquisição de Propósito Especial listada em 3 de fevereiro de 2021 e focada em empresas brasileiras de crescimento. É também diretor da CH Global Capital, uma empresa de Consultoria em Gestão de Ativos e Investimento, desde abril de 2019. Chefe da M&A da América Latina no Bank of America Securities, de setembro de 2014 a março de 2019. Chefe da M&A dos Mercados Emergentes e membro do Comitê Consultivo Global de Investimento do Credit Suisse, de janeiro de 1998 a junho de 2014. Tem mais de 25 anos de experiência em M&A e completou mais de 50 transações, totalizando mais de US\$140 bilhões. É PhD em finanças pela Marshall School of Business pela University of Southern California, possui mestrado em engenharia industrial pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e BS em engenharia industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.

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 Investidores Institucionais, 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 1990-94 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.

Afonso Henriques Moreira Santos: Nascido em 1957, é formado em engenharia eletrônica. De abril a dezembro de 2019 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.

Ricardo Menin Gaertner: Nascido em 1975, e é formado em direito. Em 2019 tornou-se sócio de Barbosa e Gaertner Advogados Associados. Especializa e tem a experiência extensiva em negócios complexos de M&A, IPOs, colocações privadas e transações imobiliárias. Entre outros, tem prestado serviços legais e regulamentares à Iguá Saneamento S.A., que controla 18 concessionárias de serviços públicos de água e esgoto. Antes de se tornar sócio de sua atual firma de advocacia, atuou como consultor na Fipecafi – Fundação Instituto de Pesquisas

Contábeis, Atuariais e Financeiras. De 2014 a 2018 serviu como Diretor Jurídico da J&F Investimentos S.A., onde foi presidente do conselho de administração de 2017 a 2018.

Aloísio Macário Ferreira de Souza, nascido em 1960, é formado em Ciências Contábeis, com MBA em Gestão de Negócios e Bancos de Investimento pela Universidade Corporativa do Citibank – EUA, MBA em Avaliação Empresarial pela LLM Inteligência Empresarial (RJ) e MBA em Planos de Previdência e Aposentadoria para Previdência Social Complementar – Coppe/UFRJ. O Sr. Souza é certificado pelo IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – para atuar como membro de conselhos de administração e conselhos de supervisão. Foi Vice-Presidente de Recursos Humanos e Tecnologia da Informação na Usiminas, Coordenador do IBGC – Capítulo Rio de Janeiro, Gestor de Governança Corporativa e Participações Minoritárias da Previ, Gestor da Divisão de Análise e Avaliação de Ativos do BB-DTVM, Assessor na Área Internacional do Banco do Brasil, Membro do Conselho de Administração da Usiminas e da CPFL Energia, e Membro do Conselho de Administração da Eternit, Eletrobras, Celesc e Ambev. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Usiminas e membro do Comitê de Auditoria Estatutária da Celesc.

Roger Daniel Versieux: Nasceu em 1975. É advogado há mais de 21 anos, especializado em litígios e consultoria em assuntos públicos e corporativos em direito administrativo, ambiental, fiscal e econômico-penal, particularmente nos setores mineiro, de infraestrutura e sindicatos. Consultor jurídico da Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural de Minas Gerais (Emater-MG) de 2005 a 2008, especializada em direito público, com ênfase na licitação pública, gestão no quadro administrativo, contratos públicos e apoio jurídico ao conselho de administração desta empresa estatal. Advogado sênior na Vale S.A. (2013). Desde 2010, nomeado advogado para pessoas economicamente desfavorecidas na Tribunal Regional Federal da Terceira Região. Professor da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (2009 a 2013) – tendo ensinado nas áreas de processo penal e civil, contratos, direito internacional privado e ética. Professor Responsável do Núcleo de Prática Jurídica da UFMS (2010–11). Professor do Curso de Pós-graduação do Centro de Direito Internacional (Cedin), Belo Horizonte (2016–20).

José João Abdalla Filho: Nascido em 1945, é atualmente 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.

Paulo César de Souza e Silva: Nascido em 1955, se formou em Economia na Universidade Mackenzie em São Paulo. Desde 2019 exerce o cargo de Conselheiro de Administração independente do grupo Águia Branca. Foi membro do Conselho de Administração da Embraer de 1997 a 2019 e do de Administração da Petrobras em 2020–21.

Anderson Rodrigues. Nascido em 1972, é formado em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de energia pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC/MG) com pós-graduação em engenharia de segurança do trabalho pela Universidade FUMEC. Possui também mestrado em administração – inovação e dinâmica organizacional, do Centro Universitário UMA; e é doutorando em sistemas de informação e gestão do conhecimento pela Universidade FUMEC.

### **Processos criminais significativos que envolvem um membro do Conselho de Administração**

Sr. José João Abdalla Filho, membro do Conselho de Administração da Companhia, é acusado perante o 2º Vara 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. Apresentou sua defesa, alegando que o Juízo não possui competência para proceder com esta ação criminal; e que o 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. Os autos foram remetidos ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região, e 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 do Estado 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. Em 05 de junho de 2019 o Ministério Público Federal 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, uma decisão provisória do Presidente do Supremo Tribunal Federal em 15 de julho de 2019 concedeu 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 apresentada 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 julho de 2019, nos autos do RE 1.055.941/SP, com efeito *ergo 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 2024. 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, 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 quaisquer 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.

Seguem-se os nomes, posições e datas da primeira eleição dos membros da Diretoria:

Diretoria Executiva (Estatutária)		
Diretor	Nome	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	Thadeu Carneiro da Silva	16/07/2021
Diretor da CemigPar	Marco da Camino Ancona Lopez Soligo	02/05/2022
Diretor de Finanças e Relações com Investidores	Leonardo George de Magalhães	20/03/2020
Diretor Jurídico e de Regulamentação	Henrique Motta Pinto	11/11/2022

**Reynaldo Passanezi Filho:** Nascido em 1965, é graduado pelo *Senior Executive Program*, curso principal da Escola de Pós-Graduação de Negócios da Universidade de Stanford (julho-agosto de 2018), e participou do curso de CEO da Fundação Getúlio Vargas em gestão empresarial de março de 2015 a julho de 2017. Possui: doutorado em economia pela Universidade de São Paulo (1995-2000); mestrado em economia pela Universidade de Campinas (1987-92) com distinção, pela dissertação em 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:** Nascido em 1954, graduou-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; e em 2011 a 2013, gerente geral para vendas a clientes com incentivo. Foi 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).

**Thadeu Carneiro da Silva:** Nascido em 1982, é formado em engenharia mecânica, com pós-graduação em engenharia de comissionamento. Possui também a certificação PMP, mestrado em Energia e doutorado em Energia (em andamento). Tem mais de 17 anos de experiência no setor energético e ocupa atualmente uma posição de diretor executivo de várias empresas energéticas, como a Costa Oeste Transmissora de Energia S. A, a Cutia Empreendimentos Eólicos S.A e a Marumbi Transmissora de Energia S.A.

**Marco da Camino Ancona Lopez Soligo:** Nascido em 1968, é formado em economia pela USP (Universidade de São Paulo), com MBA em administração e gestão com ênfase em marketing da Université Catholique de Louvain, e Especialização em Direito Social. Tem mais de 25 anos de experiência em empresas brasileiras de energia, sendo 3 anos como presidente, 16 anos em departamentos corporativos, financeiros e de governança, e 9 anos em crédito, empresas, pesquisa de renda variável e modelagem financeira em bancos de investimento nacionais e internacionais (Brasil, Estados Unidos e Europa). Serviu como CEO e CFO de empresas com ações negociadas na B3. Ele tem: (i) experiência significativa em privatizações, M&A, controladoria e planejamento financeiro, reestruturação da dívida, governança empresarial, risco e controles internos, e investimento em participações;



e (ii) um sólido contexto acadêmico adicional, com livros publicados e resenhas literárias, e competência em cinco línguas (português, inglês, francês, espanhol e italiano).

Leonardo George de Magalhães: Formado em contabilidade, Sr. Leonardo George de Magalhães é funcionário da Cemig há mais de 30 anos. Desde 2008 ele trabalha na Controladoria, com múltiplas responsabilidades executivas no Departamento Financeiro, incluindo contabilidade, planejamento fiscal, planejamento financeiro, orçamento, avaliação de investimentos, gerenciamento de caixa e previsão de resultados.

Henrique Motta Pinto nasceu em 1982 e é advogado formado pela PUC SP. De novembro de 2022 até hoje, é Diretor Jurídico da Cemig e Diretor Executivo de Regulamentação; desde fevereiro de 2021 até hoje é Superintendente Geral de Assuntos Jurídicos da Companhia. É sócio fundador do escritório Pessoa Valente | Motta Pinto Advogados, especializado em direito público e regulatório (julho de 2015 a novembro de 2020).

## B. Remuneração

### 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 2022, 2021 e 2020 encontram-se dentro dos limites aprovados em Assembleia Geral e seus efeitos no resultado destes exercícios são demonstrados na tabela abaixo:

(Reais de Reais)	2022	2021	2020
Remuneração	29	28	27
Participação nos resultados (reversão)	6	4	9
Benefícios assistenciais	2	2	1
Total	<b>37</b>	<b>34</b>	<b>37</b>

Não existe qualquer contrato entre a Cemig ou 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 do plano de saúde Cemig Saúde, o qual se aplica a diretores (contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentos da Forluz) nos mesmos termos que para outros funcionários.

## C. Conselhos

### 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. Um 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 consolidadas 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) investimento de capital 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 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 2024, 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
Luísa Cardoso Barreto (1)	Membro suplente	29/09/2022
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
João Vicente Silva Machado (3)	Membro	29/04/2022
Ricardo José Martins Gimenez (3)	Membro suplente	29/04/2022

(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 Presidente do fundo de pensão do Estado do Rio de Janeiro, 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 julho de 2013, Estagiário de Finanças na Libe Construction de julho 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. De março de 2016 a dezembro de 2017, foi também Gestor de Projeto na 2LM Gestão Estratégica e Consultoria. Trabalhou para o Partido Novo em Belo Horizonte, como Secretário de Finanças de abril de 2017 a abril de 2019, Coordenador Administrativo da campanha de Romeu Zema para o Governador do Estado de Minas Gerais de agosto de 2018 a outubro de 2018, e como Líder de Expansão do Partido para a Grande Belo Horizonte desde agosto de 2017. Posteriormente, foi Secretário-Geral do Governo de Minas Gerais de janeiro de 2019 a março de 2020, e desde março de 2020, Secretário de Estado do Governo de Minas Gerais.

*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; foi Secretário Executivo de Novos Negócios da Sabesp – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo, por 5 anos. Durante 8 anos lecionou um curso de Direito na Fundação Getúlio Vargas de São Paulo, onde coordenou e organizou o primeiro curso de pós-graduação em Direito das Infraestruturas; e coordenou o grupo de estudo da FGV sobre PPPs, concessões e privatizações. Foi co-fundador do Infracast, o primeiro podcast e canal de rede social em língua portuguesa sobre o tema das PPPs, concessões e privatizações. Foi também sócio fundador da GO Association, consultoria multidisciplinar em infraestrutura do Brasil, e é co-autor do livro *Direito da Infraestrutura, Vol. 1*, publicado pela Editora Saraiva em 2017. Atualmente é Secretário de Estado de Infraestrutura e Mobilidade no Governo de Minas Gerais.

*Luísa Cardoso Barreto* é licenciado em Gestão Pública pela Fundação João Pinheiro e, desde setembro de 2022, é membro suplente do Conselho Fiscal da Cemig. Desde abril de 2021, é Secretária de Estado de Minas Gerais para o Planejamento e Gestão. Anteriormente, de dezembro de 2020 a abril de 2021 foi CEO da Emater (empresa

do governo de Minas que presta assistência aos agricultores do estado); de abril de 2019 a junho de 2020 foi Secretária Adjunta da Secretaria de Planejamento e Gestão do Estado de Minas Gerais; de janeiro a abril de 2019 foi coordenadora do Gabinete de Ações Prioritárias do vice-governador do estado de Minas Gerais; e de março de 2015 a janeiro de 2019 foi consultora técnica do legislativo do estado 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 Secretaria 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). Possui formação profissional como executivo e acadêmico, e experiência em instituições financeiras privadas, e como funcionário público na Secretaria de Fazenda do Estado a partir de 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 formada em Direito com especialização em Direito Corporativo pela Universidade Mackenzie. Trabalhou como especialista em *Compliance* na LEC-Legal, Ética e Cumprimentos e, desde 2015, é membro do Comitê de Compliance da IASP/SP, responsável por contratos e compliance em gestão de escritório na ALFM Advogados. Ela 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. É também especialista em análise, preparação e gestão de toda a gama de contratos, preparação de transações corporativas e planejamento jurídico estratégico para transações. Foi membro do Conselho Fiscal da Cemig em 2018-2019 e foi reeleita em 2020 e 2022. Em 2020-2021 foi membro do Conselho de Administração da Light S.A.

Ronaldo Dias, nascido em 1946, tem diploma em Contabilidade pela Faculdade Moraes Júnior. De 2014 a 2016 foi membro suplente do Conselho Fiscal da CEG, a companhia de distribuição de gás do Rio de Janeiro. Posteriormente, foi membro suplente do Conselho Fiscal da Cemig, de 2016 a 2018. Desde 2017, é diretor do Banco Clássico.

João Vicente Silva Machado, nascido em 1983, é advogado. Trabalhou como Diretor de Gabinete, cargo de gestão, no Gabinete de Juiz da Terceira Câmara de Direito Comercial do TJSC, de novembro de 2015 a fevereiro de 2017, e depois como consultor jurídico no gabinete de um membro da IV Câmara de Direito Público do TJSC, até julho de 2020. Desde essa data, ocupou cargos de gestão em empresas privadas e exerceu advocacia com foco na governança corporativa. É membro do Conselho Fiscal da Eternit S.A. desde 2020, e de 2019 a 2020 foi membro suplente do Conselho Fiscal da Tecnisa S.A.

Ricardo José Martins Gimenez, nascido em 1967, é sócio na ALFM – Alves Ferreira & Mesquita Sociedade de Advogados, desde julho de 2015, atuando como advogado, administrador e consultor financeiro, em assuntos incluindo gestão, controle de ponto, demissão e admissão.

### **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 de auditores independentes, (ii) supervisão das atividades desenvolvidas nas áreas de controle interno, da auditoria interna e da preparação das demonstrações financeiras consolidadas da sociedade, e (iii) monitorar a qualidade e integridade dos mecanismos de controle interno, as demonstrações financeiras consolidadas, e informações e mensurações 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.

Nome	Cargo
Roberto Tommasetti	Membro / Especialista financeiro
Afonso Henriques Moreira Santos	Membro
Pedro Carlos de Mello	Coordenador

#### **Abaixo está uma breve biografia de cada membro do nosso Comitê de Auditoria:**

Roberto Tommasetti, nascido em Itália em 1973, tem cidadania brasileira, e é Contador Público Certificado em ambos os países. É formado em Economia pela Universidade de Nápoles (Itália); Mestre em Ciências Contábeis e Atuariais pela Universidade Católica de São Paulo; e possui doutorado em Contabilidade pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Pós-Doutorado em Contabilidade e Controle pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro. É professor de cursos de graduação e pós-graduação em contabilidade na UFRJ, e autor e revisor de revistas e congressos de contabilidade. É certificado como membro de Conselhos de Administração, Conselhos de Auditoria e Conselhos Fiscais pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC); tem experiência como membro desses conselhos em várias empresas. Foi CFO, Diretor Executivo e Auditor Independente.

Afonso Henriques Moreira Santos, nascido em 1957, é formado em engenharia elétrica. De abril de 2019 a dezembro do mesmo ano foi membro do Conselho de Administração da Light S.A. De outubro de 2006 a abril de 2019, foi membro do Conselho da IX Estudos e Projetos Ltda. Foi professor em tempo integral da Universidade Federal de Itajubá de janeiro de 1980 a março de 2016.

Pedro Carlos de Mello, nascido em 1952, é formado em contabilidade pela Associação de Ensino Unificado do Distrito Federal (AEUDF), e é formado 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 – 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 Comitê de Auditoria do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG).

#### **D. Funcionários**

Em 31 de dezembro de 2022, tínhamos 4.969 funcionários na Cemig, Cemig D e Cemig GT, dos quais 192 estavam no nível gerencial e 10 contratados para prestar serviços terceirizados temporários. No final de 2021 tínhamos 5.025 funcionários na Cemig, Cemig D e Cemig GT, dos quais 190 estavam no nível gerencial e 52 contratados para prestar serviços terceirizados temporários. No final de 2020 tínhamos 5.254 funcionários na Cemig, Cemig

D e Cemig GT, dos quais 179 estavam no nível gerencial e 103 contratados para prestar serviços terceirizados temporários.

A tabela a seguir apresenta nossos funcionários por categoria, nas mencionadas datas:

Número de funcionários em 31 de dezembro de (1)	2022 (2)	2021 (3)	2020 (4)
Gerentes	192	190	179
Quadro de profissionais	1.139	1.113	1.133
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	3.638	3.722	3.942
<b>Total</b>	<b>4.969</b>	<b>5.025</b>	<b>5.254</b>

- Esses números incluem apenas os funcionários da Cemig GT, Cemig D e Cemig.
- Em 2022, foram contratados 377 funcionários e 429 deixaram a Cemig.
- Em 2021, foram contratados 235 funcionários e 467 deixaram a Cemig.
- Em 2020, foram contratados 104 funcionários e 444 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 2021–2023 entre a Companhia e Sindicatos estão em vigor de 1 de novembro de 2021 até 31 de outubro de 2023.

No Acordo de 2021/2023, a Companhia e os sindicatos acordaram um reajuste de benefícios econômicos, visando a garantia da reposição das perdas resultantes de inflação no período, com reajuste de 11,08%, que corresponde ao índice pleno de inflação nos 12 meses anteriores da data-base, além de garantir a correção de salários e benefícios.

O Acordo reafirmou 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; e 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) regulamentadas, 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 2021/2023, 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 funcionários de forma competitiva, em consonância com as melhores práticas do mercado.**

A estratégia de remuneração da Cemig reflete um posicionamento compatível e competitivo com o mercado, com benefícios e programas para o bem-estar dos seus 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 da Companhia necessários à condução do negócio da Cemig, preservando a cultura, o alinhamento aos objetivos empresariais, e 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 Plano de Cargos e Remunerações estabelece critérios para concessão de progressões horizontais e verticais, que contemplam, entre outros fatores, o desempenho do empregado.

O atual PCR foi implementado em junho de 2022 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 movimentações de pessoal entre áreas da Companhia, e promoções.

A tabela a seguir apresenta a média mensal do salário-base e remuneração total, por categoria funcional da Cemig, em 31 de dezembro de 2022:

31 de dezembro de 2022 (R\$)	Salário-base médio mensal	Remuneração média mensal
Gerentes	23.637,96	37.817,30
Quadro de profissionais	12.897,80	15.228,64
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	6.227,96	9.448,65

### 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 e pelo menos 70% dos lucros previstos no orçamento, observando-se o peso relativo a cada um dos indicadores corporativos e operacionais.

Em 2022, o acordo coletivo de distribuição de lucros ou resultados estabeleceu um pagamento máxima para certos salários, abrangendo no programa todos os trabalhadores, incluindo cargos de gestão. Para se qualificar para receber essa parcela, a Cemig monitora e calcula um conjunto de indicadores corporativos e indicadores específicos para cada gerente, vinculados aos desafios do negócio e à sustentabilidade econômica e financeira da empresa.

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 cesta de indicadores para 2022 contém 5 indicadores corporativos e 3 a 4 indicadores específicos, de acordo com as especificidades de cada área.

### Benefícios

A Cemig concede aos seus funcionários uma gama de benefícios, como reembolso de despesas relacionadas com deficiência dos funcionários e/ou dependentes, assistência funerária em caso de morte de funcionário ou de seus dependentes diretos, e pagamento de parte da contribuição para o plano de previdência complementar. Em 2022, foram pagos R\$ 170 milhões em benefícios a empregados, sendo R\$ 81 milhões em contribuições para o plano de pensão e R\$ 89 milhões em benefícios de assistência.

### Programas de Demissão Voluntária

Em abril de 2022 a Companhia aprovou o Programa de Desligamento Programado Voluntário para 2022 (o 'PDVP 2020'). Todos os funcionários foram elegíveis para aderir ao programa.

O programa previa o pagamento de fundos de indenização relacionados com saída da Companhia: Montantes proporcionais ao saldo de salários, férias, bônus de férias, gratificação especial e 13º salário. Para tornar o programa mais atraente, a empresa atribuiu um prêmio adicional, conforme mostrado na tabela abaixo:

Anos na Cemig	Múltiplos a cada ano
Entre 0 e 15	20% da remuneração por cada ano de trabalho
Entre 16 e 24	30% da remuneração por cada ano de trabalho
Maior ou igual a 25	Montante fixo de 12 remunerações

Neste Programa, o contrato de trabalho foi rescindido por desligamento da Companhia ‘a pedido’, nos termos dos artigos 477 e 487 da Consolidação das Leis do Trabalho. Ou seja, não houve pagamento das multa por (i) desligamento do FGTS (Fundo de Garantia por Tempo de Serviço) e (ii) aviso prévio.

O programa foi aceito por 298 colaboradores, e a Companhia espera economizar cerca de R\$ 93 milhões por ano.

### 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 anos.

Em dezembro de 2022 o indicador Taxa de Frequência de Acidentes de Trabalho com Afastamento (‘TFA’) da força de trabalho atingiu 1,48 acidentes por milhão de horas trabalhadas, um dos melhores resultados alcançados pela Companhia nos últimos sete anos. No entanto, este foi um aumento de 26,5% em comparação com a taxa alcançada em 2021 (1,17). Por outro lado foi 10,8% menor que o resultado em 2020 (1,66). O TFA em 2022 estava 33,33% acima do limite de 1,11 estabelecido pela Companhia.

Em 2022, a empresa teve um aumento de 35,4% na sua força de trabalho (trabalhando simultaneamente) em relação a 2021, devido ao fim do ciclo DDP – Plano de Desenvolvimento de Distribuição. O pico de empregados que trabalhavam simultaneamente em 2022 foi de 28.435 pessoas em comparação com 20.999 em 2021.

### E. Titularidade de ações

Nenhum dos nossos diretores ou executivos possui, numa base individual, 1% ou mais das nossas ações ordinárias ou preferenciais (incluindo ADSs que representam ações ordinárias ou preferenciais), nem do nosso capital social total.

### F. Divulgação de ação de um registrante para recuperar uma compensação atribuída erroneamente

Não aplicável.

## Item 7. Principais acionistas, e Transações com partes relacionadas

### A. Principais acionistas

Em 31 de março de 2023, o Governo do Estado de Minas Gerais era titular, direta ou indiretamente, de 375.061.323 ações ordinárias, ou 50,97% das ações da Cemig com direito a voto. Na mesma data, a FIA Dinâmica Energia, nossa segunda maior acionista, era titular de 235.488.192 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,00% dessas ações, e 116.951.354 ações preferenciais, ou aproximadamente 7,98% desta classe de ações.

Constam do quadro abaixo informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e preferenciais em 31 de março de 2023:

Acionista	Ações ordinárias	% da classe	Ações preferenciais	% da classe
Governo do Estado de Minas Gerais (1)	375.061.323	50,97%	27.146.830	1,85%
FIA Dinâmica Energia	235.488.192	32,00%	116.951.354	7,98%
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	82.007.784	11,14%	–	–
BlackRock	–	–	220.465.452	15,04%
Total dos membros do Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal	14.947	0,01%	144.574	0,01%
Outros	43.275.276	5,88%	1.099.968.792	75,06%
Total de ações	735.847.522	100,00%	1.464.677.002	99,94%
Ações em tesouraria	102	–	846.062	0,06%
Total de ações emitidas	735.847.624	100,00%	1.465.523.064	100,00%

(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 especificamente 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 existe a possibilidade de o governo do estado voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja a seção *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 outros investidores, e até mesmo da Companhia.*

Em 31 de março de 2022, a Cemig possuía um detentor de ações ordinárias representadas por ADRs registrado nos Estados Unidos, que detinha um total de 829,663 ações ordinárias; e 12 detentores de ações preferenciais representadas por ADRs registrados nos Estados Unidos, representando um total de 238.842.388 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 de Minas Gerais, 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.

Em 30 de junho de 2022, o Fundo **FIA Dinâmica Energia** nos notificou que tinha aumentado a sua participação nas ações ordinárias da Cemig para 221,306,092, o equivalente naquela data a 30,07% das ações votantes da Cemig, e aumentou a sua participação de ações preferenciais para 122,302,254, equivalente, na data, a 8,34% das ações preferenciais.



Em 10 de abril de 2023, BlackRock, Inc. ('**BlackRock**') nos notificou que em 4 de abril de 2023 aumentou a sua participação de ações na Cemig para 10,015% do capital total da Companhia. A BlackRock detém agora 198,316,005 ações preferenciais e 22,149,447 ADRs, representando 22,149,447 ações preferenciais, totalizando 220,465,452 (15,043%) das ações preferenciais e 16,836,657 instrumentos financeiros referenciados em ações preferenciais com um acordo financeiro, representando aproximadamente 1,148% do total de ações preferenciais emitidas pela Cemig.

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.

## **B. 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 demonstrações financeiras consolidadas):

- Venda 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 até novembro de 2019. Esses recebíveis possuem como garantia a retenção dos dividendos ou juros sobre capital próprio distribuíveis ao Estado, na proporção de sua participação na Companhia, enquanto perdurar a mora e/ou inadimplência. Em 31 de março de 2021, a Cemig D obteve autorização da Secretaria Estadual de Finanças de Minas Gerais para compensar parte do imposto ICMS pagável ao Estado contra a dívida do governo estadual à Companhia, nos termos da Lei Estadual nº 23.705/2020. Em 31 de dezembro de 2022, todas as prestações foram pagas.
- 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 na forma do direito da Cemig reter dividendos ou juros sobre capital próprio que de outra maneira seriam distribuíveis ao Estado (na proporção de sua participação na Companhia), enquanto perdurar qualquer mora e/ou inadimplência. O saldo recebível em 31 de dezembro de 2022 é de R\$ 13 milhões (R\$ 13 milhões em 31 de dezembro de 2021).
- As transações com energia entre geradoras e distribuidoras foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal. As transações para transporte de energia, realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).
- Contrato para fornecer serviços de operação e manutenção de usinas relacionadas à transmissão.
- Ações judiciais realizadas e 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\$ 156 milhões, sendo a parcela da Cemig de R\$ 55 milhões (R\$ 52 milhões em 31 de dezembro de 2020).
- 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 consolidadas).
- Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto, 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 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. Em 20 de setembro de 2022, o

contrato de locação foi ajustado em 8,72%, correspondendo à inflação acumulada do IPCA nos 12 meses anteriores;

- Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (Cemig Saúde). Vide Nota Explicativa nº 12 às demonstrações financeiras consolidadas.
- A relação entre a Cemig e suas investidas está descrita na Nota 16 – *Investimentos*, das demonstrações financeiras consolidadas.

### C. Interesses de Experts e Advogados

Não aplicável

## Item 8. Informações financeiras

### A. Demonstrações Financeiras Consolidadas e demais informações financeiras

Consulte nossas demonstrações financeiras consolidadas, que se iniciam na página F-1 deste documento.

### Processos judiciais e administrativos

A Companhia (em particular Cemig GT e Cemig D), está envolvida em certos processos judiciais e administrativos relacionados a questões tributárias, regulatórias, de clientes, administrativas, ambientais, trabalhistas e outras, referentes aos negócios que desenvolve. 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 2022, o valor envolvido nessas ações era de aproximadamente R\$ 1.433 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 um recurso especial perante o STJ contra a decisão que permite a junção da Cemig D, que aguarda julgamento. O presente recurso não impede a Cemig GT de agir no caso em que foi admitida. Foi proferida sentença em primeira instância contra a referida Ação Ordinária, e a AES interpôs recurso, o qual foi deferido. O Acórdão que julgou o Recurso de Apelação foi objeto de Embargos de Declaração por parte da Cemig Geração e Transmissão, que foram julgados (conhecidos e providos em parte para reconhecer que apenas a Aneel deverá arcar com os honorários sucumbenciais). Quanto ao mérito da questão, foi interposto recurso (contra decisão não unânime de um tribunal de recurso), que

aguarda julgamento. Em 31 de dezembro de 2022, o valor envolvido na ação era de R\$ 506.7 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) a violação, alegada, de metas de indicadores de continuidade na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica; e (iii) a majoração tarifária ocorrida durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal denominado ‘Plano Cruzado’, em 1986. Em 31 de dezembro de 2022 o valor da contingência é de R\$ 484 milhões, dos quais R\$ 47 milhões 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, que deu provimento ao recurso em 29 de agosto de 2022. Atualmente, o processo aguarda julgamento do recurso do Ministério Público Federal. Em 31 de dezembro de 2022, o valor envolvido neste processo era de aproximadamente R\$ 483 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. Em 31 de dezembro de 2022 o valor envolvido nestas ações para os quais a chance de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizou R\$ 4 milhões, e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram R\$ 90 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 pago, 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 estamos aguardando a decisão do Tribunal de Recursos, sobre a aplicabilidade do imposto de renda. 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 2022, o valor envolvido nessas ações era de R\$ 169 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, adotam 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, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros não estavam sujeitos ao pagamento das Contribuições Previdenciárias. Recebemos uma sentença parcialmente favorável em 2008, 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, abrimos um novo litígio com o objetivo da produção de evidências. Em 31 de dezembro de 2022, o valor envolvido nesta ação foi avaliado em aproximadamente R\$ 205 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 2022, o valor envolvido nessas ações foi de R\$ 1,6 bilhão. Em decorrência da decisão do TRF da 1ª Região mencionada acima, os valores cuja probabilidade de perda foi avaliada como ‘provável’ totalizaram R\$ 1,1 bilhão; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como ‘possível’ totalizaram R\$ 453 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 2022, o valor envolvido nessas ações era avaliado em R\$ 517 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 nº 11.196/05. 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 S.A. (FIP Luce), que por sua vez era detentor indireto, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A., de 13,03% do capital total e votante de emissão da Light (que tem apenas ações ordinárias). Após certas operações, a Parati tornou-se titular direta de 100% das ações da Luce Empreendimentos e Participações S.A. (‘Lepsa’), que, por sua vez, foi titular de 13,03% do capital total e votante da Light. Após sucessivas transações societárias, a Parati foi incorporada pela Cemig, a qual, conseqüentemente, sucede à 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 2021, a quantia reclamada neste caso totalizava R\$ 256 milhões. A chance de perda foi avaliada como ‘possível’, principalmente devido às seguintes questões de fato: (i) quanto à questão da simulação, a condição 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; e (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 Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica, ou DIPJ, além de pagamentos a maior, identificados pelas DARFs e/ou DCTFs, envolvendo os seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e Cofins. As companhias

estão contestando a não ratificação pelas autoridades dessas compensações, e as tentativas pelo fisco federal de recuperar os valores desses impostos a serem compensados. Em 31 de dezembro de 2022, o valor envolvido nos processos cuja chance de perda foi avaliada como 'provável' totalizou R\$ 1,2 milhões, e o total daqueles avaliados com chance de perda 'possível' foi de R\$ 163 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 2022 os valores para os quais as chances de perda foram avaliadas como 'provável' totalizaram R\$ 23 milhões; e os processos nos quais as chances de perda foram avaliadas como 'possível' totalizaram R\$ 433 milhões.

### **Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços – ICMS**

De dezembro de 2019 a novembro de 2021, a Secretaria da Fazenda de Minas Gerais lavrou autos de infração contra a controlada Gasmig, no valor total de R\$ 357 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 2021, alegando divergência entre a fórmula de cálculo utilizada pela controlada e o entendimento do fisco. O auto é composto de R\$ 124 milhões de principal, R\$ 201 milhões de multas e R\$ 32 milhões de juros.

Considerando que o Estado de Minas Gerais, ao longo de mais de 25 anos, não se insurgiu contra a metodologia de cálculo da Companhia, os administradores, em conjunto com os assessores legais, entendem que é possível a defesa da aplicação do Artigo 100, III do Código Tributário Nacional, que afasta a cobrança de penalidades e juros, e que a possibilidade de perda com relação a estes valores é 'remota'. Em relação à discussão sobre a diferença entre o valor de ICMS apurado pela Gasmig e a nova interpretação do fisco estadual, a chance de perda foi avaliada como 'possível'. Em julho de 2021, Gasmig apresentou um processo contra o Estado de Minas Gerais. Os autos de infração são suspensos até que os méritos da ação sejam determinados. Em 31 de dezembro de 2022 o valor da contingência do período referente às regras de prescrição é de R\$ 182 milhões.

### **Contratos**

A Cemig D é parte em disputas judiciais envolvendo pleitos de rebalanceamento de contratos para implementar parte do programa de eletrificação rural conhecido como *Luz Para Todos*. Em 31 de dezembro de 2022 o valor envolvido nessas ações era de R\$ 470.1 milhões, e a chance de perda foi avaliada como 'possível'.

### **Obrigações trabalhistas**

Cemig, Cemig GT e Cemig D são partes em ações trabalhistas, movidas por seus empregados e por funcionários de empresas que fornecem serviços. A maioria se refere a horas extras, pagamentos adicionais, pagamentos de demissão, vários benefícios, ajustes de salário, os efeitos destes assuntos sobre um plano de aposentadoria suplementar, e a utilização de trabalho terceirizado. 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 2022, o valor dos pleitos com chance de perda 'provável' era de R\$ 410 milhões; e o valor dos pleitos com chance de perda 'possível' era de R\$ 1,199 bilhões.

### **Questões ambientais**

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 2022 os valores para os

quais a chance de perda foi avaliada como 'provável' totalizaram R\$ 297 mil; e os processos nos quais a chance de perda foi avaliada como 'possível' totalizaram R\$ 255 milhões.

### **Danos Materiais e Responsabilidade Civil**

A Cemig, a Cemig GT e a Cemig D são partes em diversos processos judiciais, principalmente como réis, referentes a imóveis e a indenizações decorrentes de acidentes ocorridos no curso normal de negócios. Em 31 de dezembro de 2022, o valor total de tais ações com chance de perda avaliada como 'provável' era aproximadamente R\$ 36 milhões; e o das ações com chance de perda avaliada como 'possível' era de R\$ 537 milhões.

Especificamente em processos civis, envolvendo processos judiciais com relação a terras, em 31 de dezembro de 2022 o valor para o qual a probabilidade de perda é classificada como 'provável' foi de R\$ 1,8 milhões, e o total de ações para as quais a probabilidade de perda foi classificada como 'possível' era de R\$ 135,8 milhões.

### **Outros litígios**

A sociedade e as suas subsidiárias estão envolvidas como autor ou ré em outros pleitos menos significativos, relacionados com o curso normal das suas operações, incluindo: Alegados prejuízos sofridos decorrentes de supostos descumprimentos contratuais, e indenizações para rescisão de contratos, em escala menor, quando da prestação de serviço de limpeza de faixas de servidão e ac397iros. Em 31 de dezembro de 2022, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como 'possível' totalizou R\$ 397 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como 'provável' totalizaram R\$ 10,2 milhões.

### **Relações de consumo**

A empresa e as suas subsidiárias estão envolvidas em várias ações civis relacionadas com a indenização por danos morais e por danos materiais, decorrentes, principalmente, de alegações de irregularidades na medição do consumo e acusações de cobrança indevida, no decurso normal das suas atividades. Em 31 de dezembro de 2022, o valor envolvido nessas ações para as quais a probabilidade de perda foi avaliada como 'possível' totalizou R\$ 231 milhões; e os processos em que a probabilidade de perda foi avaliada como 'provável' totalizou R\$ 41 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\$ 103 milhões em 31 de dezembro de 2022. A chance 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.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuímos 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 naquele 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.

#### **Reserva de lucros a realizar**

O Artigo 197 da Lei das Sociedades por Ações (Lei 6.404/76) 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 10 de dezembro de 2021, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 955 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2021, fazendo jus ao pagamento os acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registro de Acionistas da Companhia em 21 de dezembro de 2021. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 29 de dezembro de 2022. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2022 o pagamento de dividendos para o ano de 2021 de R\$ 1.012 milhão, aos acionistas cujos nomes estiverem no Livro de Registro de Acionistas da Companhia na data da AGO. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 29 de dezembro de 2022.

Em 23 de março de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 245 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, fazendo jus ao pagamento os acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registro de Acionistas da Companhia em 28 de março de 2022. Este montante foi pago em 29 de dezembro de 2022. Em 15 de junho de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 353 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório de 2022, a ser pago aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registro de Acionistas da Companhia em 24 de junho de 2022. Em 20 de setembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 471 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registro de Acionistas da Companhia em 23 de setembro de 2022. Em 14 de dezembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 400 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro de Acionistas da Companhia em 21 de dezembro de 2022. Em 22 de dezembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 515 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e recebível pelos acionistas cujos nomes estavam no Registro de Acionistas da Companhia em 27 de dezembro de 2022. Os valores acima serão pagos em duas parcelas, até 30 de junho e até 30 de dezembro de 2023.

O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 27 de abril de 2023 o pagamento de dividendos para o ano de 2022 de R\$ 249 milhões, aos acionistas cujos nomes estiverem no Livro de Registro Nominal de Acionistas da Companhia na data da AGO. Esse valor será pago em duas parcelas, até 30 de junho e até 30 de dezembro de 2023.

### 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) 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 reserva de lucros não realizados, e quaisquer quantias 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 de nossa Companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa Companhia.

### Juros sobre Capital Próprio

As empresas brasileiras estão autorizadas a distribuir dividendos sob a forma denominada como '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 quaisquer deduções para contribuições sociais sobre o resultado do exercício) para o período 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.

Os dividendos e juros sobre capital próprio sobre o mínimo estabelecido nos estatutos da Companhia são reconhecidos quando aprovados pelos acionistas na Assembleia Geral.



## Câmbio

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. 145esse o custodiante é 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. Em 2022 o Real depreciou cerca de 5,46% em relação ao dólar norte-americano. 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 não estão, de modo geral, sujeitos ao imposto 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 promoverá a conversão dos recursos 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 Próprio(1)

Ano do dividendo	Ações ordinárias		Ações preferenciais	
	(milhões de R\$) (2)	(milhões de US\$) (3)	(milhões de R\$) (2)	milhões de US\$) (3)
2020 (4)	496	88	986	176
2021 (5)	658	133	1.309	265
2022 (6)	747	141	1.486	281

- (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, 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' – no caso de 2022, 30 de dezembro de 2022.
- (4) Em 22 de setembro de 2020, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 120 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 25 de setembro de 2020. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 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, a imputar contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2020, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 30 de dezembro de 2020. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 30 de dezembro de 2021. Conforme proposta da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária 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 Registro Nominal de Ações da Companhia na data da realização da AGO. Esse valor foi pago em duas parcelas, a primeira em 30 de junho e a segunda em 30 de dezembro de 2021.
- (5) Em 7 de dezembro de 2021, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 955 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2021, pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 21 de dezembro de 2021. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 30 de dezembro de 2022. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária de 29 de julho de 2022 o pagamento de dividendos para o ano de 2021 de R\$ 1.011 milhões, aos acionistas cujos nomes estiverem no Registro de Ações Nominativas da Companhia na data da AGO. Esse valor foi pago em duas parcelas, em 30 de junho e 30 de dezembro de 2022.

- (6) Em 23 de março de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 245 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, fazendo jus ao pagamento os acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Acionistas da Companhia em 28 de março de 2022. Este montante foi pago em 29 de dezembro de 2022.
- (7) Em 15 de junho de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 353 milhões, por conta do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Ações da Companhia em 24 de junho de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023.
- (8) Em 20 de setembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 471 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Livro de Registro de Acionistas da Companhia em 23 de setembro de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023.
- (9) Em 14 de dezembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 400 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e pagável aos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Acionistas da Companhia em 21 de dezembro de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023.
- (10) Em 22 de dezembro de 2022, a Companhia declarou pagamento de Juros sobre Capital Próprio no valor de R\$ 515 milhões, a ser imputado contra o montante do dividendo mínimo obrigatório para 2022, e recebível pelos acionistas cujos nomes estavam no Registro Nominal de Acionistas da Companhia em 27 de dezembro de 2022. Esse valor será pago em duas parcelas, a primeira até 30 de junho de 2023 e a segunda até 30 de dezembro de 2023. O Conselho de Administração propôs à Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 27 de abril de 2023 o pagamento de dividendos para o ano de 2022 de R\$ 249 milhões, aos acionistas cujos nomes estiverem no Registro Nominal de Acionistas da Companhia na data da AGO. Esse valor será pago em duas parcelas, até 30 de junho e até 30 de dezembro de 2023.

## B. Mudanças significativas

Salvo disposição em contrário nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e neste relatório anual, não houve alterações significativas no nosso negócio, condição financeira ou resultados das operações desde 31 de dezembro de 2022.

## Item 9. A Oferta e Listagem

### A. Detalhes sobre listagem de ações

Para uma descrição dos nossos mercados de negociação, veja *Item C. – Mercados*, em baixo.

### B. Plano de distribuição

Não aplicável.

### C. Mercados

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 2022, 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, 11 de setembro de 2012 e 15 de abril de 2022, 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 2023, existiam 215.794.183 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando 19,14% de nossas 1.465.523.064 ações preferenciais.

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a B3. Nossas ADSs de ações ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2022, 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, e aditado em 15 de abril de 2022, celebrado entre a Companhia, o depositário e beneficiários efetivos de ADSs de ações ordinárias evidenciadas pelos ADRs de ações ordinárias emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de março de 2023, existiam 2.884.972 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,51% de nossas 735.847.624 ações ordinárias. Os preços a seguir são líquidos de proventos, incluindo dividendos:

Em 31 de dezembro de 2022, o preço de fechamento por ação preferencial na B3 foi de R\$ 10,94 e o preço de fechamento por ADS de ação preferencial na NYSE foi de US\$2,03.

Em 31 de dezembro de 2022, o preço de fechamento por ação ordinária na B3 foi de R\$ 15,95 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi de US\$3,12.

Constam no quadro abaixo os preços reportados de fechamento, venda, máximos e mínimos divulgados, ajustados por dividendos, para as ações preferenciais e ordinárias na B3, e de nossas ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Ano	Ações Ordinárias		ADS Ordinárias		Ações Preferenciais		ADS Preferenciais	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
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
2021	18,40	11,19	3,59	2,24	14,53	9,03	2,63	1,50
2022	18,92	11,29	4,00	2,22	12,11	8,12	2,43	1,50

Trimestre	Common Shares		Common ADSs		Preferred Shares		Preferred ADS	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
<b>2021</b>								
1 Trimestre	12,94	11,19	3,16	2,24	12,55	9,03	2,29	1,50
2 Trimestre	14,41	12,53	3,55	2,52	13,32	10,10	2,60	1,64
3 Trimestre	14,88	12,71	3,48	2,56	13,87	10,73	2,55	1,98
4 Trimestre	17,13	15,91	3,59	2,90	14,53	12,15	2,63	2,07
<b>2022</b>								
1 Trimestre	14,27	11,29	3,36	2,21	10,26	8,12	2,23	1,50
2 Trimestre	15,28	12,13	3,50	2,48	11,00	9,31	2,35	1,76
3 Trimestre	18,92	14,37	4,00	2,89	12,11	9,38	2,43	1,80
4 Trimestre	17,94	15,13	3,72	2,94	11,26	9,68	2,25	1,80

Mês	Common Shares		Common ADSs		Preferred Shares		Preferred ADS	
	Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$		Preço em R\$ (nominais)		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
October 2022	17,28	15,13	3,69	2,95	11,26	9,70	2,25	1,85
November 2022	17,94	15,14	3,72	2,94	11,21	9,68	2,25	1,80
December 2022	17,24	15,61	3,48	3,01	10,97	9,80	2,08	1,87

January 2023	16,79	15,46	3,45	3,00	11,51	10,46	2,27	1,92
February 2023	16,46	15,31	3,49	2,98	11,21	10,29	2,22	1,95
March 2023	16,78	14,52	3,39	2,89	11,35	10,1	2,25	1,93

\* Fonte: Economática – preços líquidos de proventos, incluindo dividendos.

A tabela a seguir representa os dividendos 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 sobre ações ordinárias e preferenciais e ADSs ordinárias e preferenciais					
Ano	Deliberação	Record date Brasil	Data de pagamento Brasil	Record date NYSE	Data de pagamento NYSE
2020	31/07/2020	31/07/2020	30/12/2020	14/08/2020	08/01/2021
2021	30/04/2021	30/04/2021	30/06/2021	04/05/2021	12/07/2021
2021	30/04/2021	30/04/2021	29/12/2021	04/05/2021	06/01/2022
2022	29/04/2022	29/04/2022	29/12/2022	03/05/2022	05/01/2023

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 a 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 Câmara B3 (anteriormente organizado como Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia, ou 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 pelo limite intradiário sendo violado. Neste caso, o preço de referência será o do leilão.

A B3 liquida a venda de ações três dias úteis após a sua realização, sem ajuste monetário do preço de compra. As ações são pagas e entregues por meio de um agente de liquidação afiliado à B3. A B3 realiza compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para a entrega de ações. De acordo com os regulamentos

da B3, a liquidação financeira é efetuada pelo sistema de transferência de reservas do Banco Central. Os títulos são transferidos pelo sistema de custódia da B3. Tanto a entrega como o pagamento são finais e irrevogáveis.

A negociação na B3 é significativamente menos líquida do que as negociações na NYSE ou em outras grandes bolsas pelo mundo. Embora quaisquer das ações em circulação de uma companhia listada possam ser negociadas na B3, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas estão 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 4.373/2014, que exige que os títulos detidos por Detentores não-brasileiros sejam mantidos na custódia de instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central e pela CVM ou em contas de depósito com instituições financeiras. Além disso, a Resolução 4.373/2014 exige que Detentores não-brasileiros restrinjam a negociação de valores mobiliários a operações na B3 ou em mercados de balcão qualificados. Com algumas exceções, os Detentores não-brasileiros não podem transferir a propriedade de investimentos feitos sob a Resolução 4.373/2014 para outros Detentores não-brasileiros por meio de uma transação privada.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da B3. As regras desse 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 exigidas pelas 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 as datas de: (a) atos e eventos corporativos; (b) reuniões públicas com analistas e outras partes interessadas; 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 condição 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 pelos Estatutos;
- estabelecer que a duração do mandato do 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 nos Estatutos da Companhia 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 proximoamente 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) devem ser divulgados 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 à CVM e à B3 qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios. 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 caso 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 6.385 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*) ou 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 na Bolsa de Valores brasileira 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 os valores mobiliários de uma empresa de capital aberto possam

ser negociados neste mercado. A CVM exige a notificação de todas as operações realizadas no mercado de balcão brasileiro pelos respectivos intermediários.

A negociação na B3 por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos em dólares para o exterior em pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações e a remessa do produto de venda. 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 4.373 do Conselho Monetário Nacional, 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 Resolução CVM nº 358, de 23 de agosto de 2021, 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 abertas. 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;
- também especificam 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;
- obrigam 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 dos valores mobiliários da empresa;
- exigem 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 dentro do prazo de um ano;
- estabelecem regras relativas a exigências de divulgação na aquisição e alienação de uma participação acionária relevante; e
- restringem o uso de informações privilegiadas.

#### **D. Acionistas vendedores**

Não aplicável.

#### **E. Diluição**

Não aplicável.

#### **F. Despesas da Emissão**

Não aplicável.

## Item 10. Informações adicionais

### A. Capital Social

Não aplicável.

### B. Documentos de constituição da Companhia

#### 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: 31300040127. Abaixo apresentamos um breve resumo de algumas estipulações relevantes de (i) nosso estatuto social, conforme alterado pela nossa Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária em 29 de abril de 2022, 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 sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos;
- II. desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em quaisquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial;
- III. prestar 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 e exploração de sistemas de telecomunicação e de informação, pesquisa e 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 ordinárias emitidas, respectivamente, 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 Risco – Riscos relacionados com as Ações Preferenciais e Ordinárias, bem como com as ADSs de nossas Ações Preferenciais e Ordinárias – Um investidor de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou das ADSs representando nossas ações ordinárias ou preferenciais poderia não conseguir exercer direitos de preferência e tag-along em relação as nossas ações.*

### **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, 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 total 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;
- reduza 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 qualquer momento, caso assuntos graves e urgentes afetem a Companhia;
- por qualquer acionista, sempre que o Conselho de Administração omita 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% das 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, por facilitar o processo de votação/representação. Além disso, possibilita uma redução de custos relacionados à participação e representação nesses eventos. Em consonância com os dispositivos legais, a Cemig adota desde o início do ano corrente, o dispositivo de voto à distância.

### **O Conselho de Administração**

Nosso estatuto social exige que nosso Conselho de Administração tenha nove membros. Um conselheiro será designado Presidente e outro conselheiro será designado 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 Companhia;
- 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 ou financiamentos, ou 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 Companhia, incluindo injeções de capital em subsidiárias integrais ou outras ou coligadas ou um consórcio no qual a Companhia participe;
- convocar a Assembleia Geral;
- monitorizar e inspecionar a gestão pela 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* ou outros instrumentos;
- 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 afiliadas. 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.; no caso destas empresas, a Assembleia Geral de Acionistas tem a competência para deliberar sobre essas questões;
- aprovar a participação no capital acionário, ou 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) a poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) a 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 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 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:

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

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra poderão exigir que a Companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) (7) e (10) supra apenas 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 9.457 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 contadas após 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 se estes últimos 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 tiverem adquirido ou alienado, diretamente ou através de outras pessoas, no exercício anterior;
  - opções de compra de ações que a administração contratou ou exerceu no exercício anterior;
  - 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 outros atos ou fatos relevantes em relação às atividades da Companhia.
- o direito de exigir que membros do Conselho Fiscal forneçam informações sobre questões dentro 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 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 é 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 terá 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 justo dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações; e
- os acionistas que detiverem mais de dois terços das ações em circulação devem ter 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 avaliação da empresa, 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.

### **Procedimentos arbitrais**

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.

## 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 inclui todas as exigências especificadas na Lei Federal 13.303/16 (a 'Lei das Estatais'). De acordo com esta Lei, todas as empresas estatais, sociedades de economia mista, bem como suas subsidiárias, devem cumprir normas de governança corporativa, contratação de terceiros e licitações públicas.

A Cemig inclui as seguintes práticas de boa governança e conformidade exigidas por esta legislação:

- O Conselho de Administração é responsável por assegurar a implementação e supervisão de nossos sistemas de gestão de riscos e controles internos.
- No mínimo 25% (vinte e cinco por cento) dos membros do Conselho de Administração devem ser independentes.
- Possuímos um Comitê de Auditoria.
- O Diretor-presidente tem a responsabilidade de dirigir a conformidade (Compliance) e a gestão de riscos corporativos.
- Anualmente, os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e os membros dos comitês estatutários serão submetidos à avaliação de desempenho individual e coletiva.
- 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 justificativa, e deve ser escolhido entre os colaboradores de carreira da Companhia.
- 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 Gerenciamento de Riscos Corporativos.*

A *Política de Compliance* e a *Política Antifraude* 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.

A *Política de Compliance* estabelece as diretrizes 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.

Em 2022, a *Política de Compliance* da Cemig foi atualizada, incorporando as diretrizes contidas na *Política Antifraude*, tornando-a mais acessível e aderente às disposições legais, buscando a simplificação, racionalização e otimização de normas que estabeleçam a governança da empresa. Portanto, o documento é agora chamado de *Política de Compliance e Antifraude da Cemig*.

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 canais internos e mecanismos de comunicação e treinamento da Companhia. Utilizamos, para essas ações, diversos canais internos, tais como e-mail, o intranet, a publicação interna *Cemig Online*, o *Canal da Liderança*, banners, e Teams. 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 de artigos, textos, webinars e vídeos com o intuito de levar a todos da Companhia conteúdos de grande relevância sobre cultura de integridade e conformidade. Políticas e Procedimentos internos também foram amplamente divulgados por meio desses canais mencionados.

Nos últimos quatro anos 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 resultantes 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”*;

### C. Contratos relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, veja Item 4. Informações sobre a Companhia e Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras..

### D. 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 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 4.373/2014 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 2.689/2000, 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 4.373 de 20 de setembro de 2014.

A Lei 4.131/1962 é a principal legislação referente ao investimento e participação direta de capital estrangeiro em empresas sediadas no Brasil. Ela é aplicável a qualquer quantia de capital que entra no Brasil sob a forma de moeda estrangeira, bens ou serviços. O portfólio de investimentos estrangeiros é regulamentado por: (i) Resolução CMN 4.373/2014; (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 4.373/2014.

A partir de 1º de janeiro de 2016, os investidores estrangeiros que pretendam ser registrados na CVM devem satisfazer as exigências da Instrução CVM 560/2015. De acordo com a Resolução CMN 4.373/2014, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo, domiciliados ou que tenham sede no exterior. Para se tornar um investidor nos termos da Resolução 4.373, o investidor estrangeiro deve:

- nomear pelo menos um representante no Brasil, com poderes para praticar atos relativos aos seus investimentos;
- indicar um agente custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos, que deverá ser uma instituição financeira ou entidade devidamente autorizada pelo Banco Central ou pela CVM;
- nomear um representante tributário no Brasil;
- registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM, por meio de seu representante no Brasil;
- registrar seus investimentos estrangeiros junto ao Banco Central do Brasil, por meio de seu representante no Brasil; e
- estar registrado na Secretaria da Receita Federal do Brasil (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 4.373, 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 nos termos da Resolução CMN nº 1.289, a qual foi revogada pela Resolução CMN 4.373, pelo Banco Central e pela CVM, e as ADSs de ações ordinárias foram aprovadas pela CVM (uma vez que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs de ações preferenciais e às ADSs de ações ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias, por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de

Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter os dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil.

Caso o titular de ADSs de ações preferenciais permute tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permute tais ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, esse investimento deverá ser registrado junto ao Banco Central, de acordo com a Resolução nº 4.373. Em seguida, o titular não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para o exterior os ganhos auferidos com a alienação ou distribuição relativa às ações preferenciais ou ordinárias, a menos que o titular seja um investidor devidamente qualificado nos termos da Resolução 4.373 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central, e nomeie um representante no Brasil. Caso não esteja registrado, o titular estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Independentemente da qualificação nos termos da Resolução nº 4.373, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Veja —Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil.

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal pode impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por 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 em renda variável, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram posteriormente liberados de acordo com diretrizes do Governo Federal. Não podemos garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

## E. Tributação

O resumo abaixo contém descrição de determinadas consequências em termos de imposto de renda nos Estados Unidos e Brasil relativamente à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na Seção 7701(a)(30) do Código Tributário Federal (Internal Revenue Code) de 1986, conforme alterada, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito ao imposto de renda dos Estados Unidos com base na renda líquido no que toca a ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, ao qual nos referimos como Detentor norte-americano, não pretendendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser pertinentes 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 em termos de imposto de renda federal dos EUA 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, na medida que se refere a considerações tributárias 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, Detentores 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 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 de tributação brasileira aplicáveis a qualquer determinado detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às implicações para efeito de tributação no Brasil do investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs Preferenciais ou ADSs Ordinárias.

**Tributação de dividendos** – Os dividendos pagos pela 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 um 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.

**Pagamentos de ‘Juros sobre o Capital’** – A Lei 9.249, 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 a apropriação a 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 imputado como parte de qualquer dividendo obrigatório.

A Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996, foi alterada pela Lei 11.727 de 24 de junho de 2008, e posteriormente pela Lei 11.941 de 27 de maio de 2009, estabelecendo o conceito de ‘regime fiscal privilegiado’, governando operações envolvendo preço de transferência, e regras estritas de capitalização. 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 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 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e suas alterações, e de qualquer lei tributária ou regulamentação brasileira relacionada aos conceitos e '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 quaisquer controles de câmbio aplicáveis, desde que o investimento tenha sido registrado no Banco Central do Brasil.

Não podemos assegurar que nosso Conselho de Administração não 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 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.

Em 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 4.373 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 contra 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 13.259, 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 13.259/2016. 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 contravalores 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 10.833/2003 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. A opinião da assessoria jurídica brasileira da Cemig é que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registrado no Banco Central em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou 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, existem algumas opiniões emitidas 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 10.833. 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 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 4.373/2014 do CMN, que lhes

permite receber o tratamento fiscal mencionado acima em conexão com 'investidores norte-americanos de mercado'.

Alternativamente, os Detentores não-brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares norte-americanos no Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei 4.131 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 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 destes tipos, incluindo pagamentos 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.

A alíquota de IOF/Títulos aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs de ações ordinárias) é atualmente zero. Além disso, nos termos do Decreto 8.165 de 24 de dezembro de 2013, a alíquota do IOF/Títulos incidente na cessão de ações negociadas 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. Consequentemente, a conversão de ADSs por ações ou a conversão de ações por ADSs não será, de modo geral, tributada para fins do imposto de renda dos Estados Unidos.

### ***Tributação de distribuições***

Sujeita à discussão abaixo em “Regras de companhias de investimento estrangeiro passivo”, as distribuições relativas às ações ou às ADSs (que não as distribuições por resgate das ações, sujeitas ao Artigo 302(b) do Código, ou 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. Uma distribuição também inclui qualquer distribuição caracterizada como juros sobre capital próprio 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 federal dos Estados Unidos. Atualmente a Companhia não pretende calcular seus ganhos e lucros sob os princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Deste modo, os Detentores 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 incluindo seus 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 federal 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 medida 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 este propósito o tratamento acima seria aplicado para distribuições de ações ou 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 ou outros não-corporativos que constituam ‘receita de dividendos qualificados’ poderão estar sujeitos à alíquota reduzida marginal máxima de imposto de renda federal 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 ADS lastreado por tal ação for assim negociado. Nossos ADSs de ações preferenciais e nossos ADSs de ações ordinárias estão listados na NYSE, portanto, prevemos que nossos ADSs sejam qualificados como facilmente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, embora não haja garantias a este respeito.

Não obstante essa regra, 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 com respeito 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 federal 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 um Detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo-base ajustado de aquisição das ações ou ADSs do Detentor norte-americano e o valor apurado na alienação calculado em dólares norte-americanos. 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 imposto de renda federal americano 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-base ajustada nas 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***

Como regra geral, certas regras federais norte-americanas adversas de imposto de renda são 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 da companhia não norte-americana 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 federal 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 (com exceção daqueles que são "beneficiários isentos", tais como corporações) de ADSs, e estes 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 federal 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 não dos EUA, bem como títulos emitidos por um emissor não 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. Detentores norte-americanos que não reportem 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.

#### F. Dividendos e agentes pagadores

Não aplicável.

#### G. Declarações de especialistas

Não aplicável.

#### H. 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.

#### I. Informações subsidiárias

Não aplicável.

#### J. Relatório Anual aos Detentores de Valores Mobiliários

Não aplicável.

### 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).

#### Risco de taxas de câmbio

Em 31 de dezembro de 2022, R\$ 3.973 milhões, representando 37,57% 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 não brasileiras.

As variações cambiais nos custos da aquisição de energia de *Itaipu Binacional* são compensadas pelos componentes *CVA*, e *Outros componentes financeiros*, nos reajustes tarifários. 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.

A Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre os passivos expostos em relação à depreciação do Real em relação ao dólar, com base em um cenário ‘provável’ e um cenário ‘adverso’.

Com base em 31 de dezembro de 2022, a Cemig pode encontrar alívio de R\$ 97 milhões num cenário 'provável' e, num cenário 'adverso', um aumento de R\$ 637 milhões em seu passivo exposto para o próximo ano.

A tabela em baixo fornece informações resumidas de nossa exposição ao risco cambial em 31 de dezembro de 2022:

Risco - Exposições Cambiais	Cenário Base	Cenário 'provável' US\$1 = R\$ 5.10	Cenário 'adverso' US\$1 = R\$ 6.00
<b>Dólar US</b>			
Empréstimos e financiamentos	(3.975)	(3.885)	(4.571)
Fornecedores (Itaipu Binacional)	(274)	(267)	(315)
	<b>(4.249)</b>	<b>(4.152)</b>	<b>(4.886)</b>
Passivo líquido exposto	<b>(4.249)</b>	<b>(4.152)</b>	<b>(4.886)</b>
<b>Efeito líquido da variação cambial</b>		<b>97</b>	<b>(637)</b>

### Operações de Swap

Considering that part of the Loans and financing of the Company's subsidiaries is denominated in foreign currency, the companies use derivative financial instruments (swaps and currency options) to protect the servicing associated with these debts (principal plus interest).

The derivative financial instruments contracted have the purpose of protecting the operations against the risks arising from foreign exchange variation and are not used for speculative purposes.

The notional amount of derivative transactions are not presented in the Company's statement of financial position, since they refer to transactions that do not require cash as only the gains or losses actually incurred are recorded.

The table below presents the derivative instruments contracted by the Company as of December 31, 2022:

Ativo (1)	Passivo	Período de vencimento	Mercado de negociação	Valor notional (2)	Valor contábil, 2022	Valor justo, 2022
US\$: Taxa de variação de câmbio (9,25%, a.a.)	Moeda local (R\$): 152.01% do CDI	Juros: Semianual Principal: Dez. 2024	Balcão	US\$250	428	273
US\$: Taxa de variação de câmbio (9,25%, a.a.)	Moeda local (R\$): 125.52% do CDI	Juros: Semianual Principal: Dez. 2024	Balcão	US\$500	568	339
					<b>996</b>	<b>612</b>
Realizável a longo prazo						<b>703</b>
<b>Passivo circulante</b>						<b>(91)</b>

- (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 de dólares do mesmo Eurobond emitida 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, resultando em um cupom de 9,25% a.a., substituído por taxa média em Reais equivalente a 125,52% do CDI. O limite superior contratado para a taxa de câmbio do hedge para o principal é de R\$ 5,00/US\$. 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 uma metodologia de marcação a 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 de taxas DI e o dólar futuro negociados no mercado futuro da B3. Para precificar a *Call Spread* (opções) 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

Esta exposição ocorre em função do passivo líquido indexado a variações das taxas de juros, conforme demonstrado a seguir:

2022	
(em milhões de R\$)	
<b>Ativo</b>	
Equivalentes de Caixa – Aplicações Financeiras – CDI	1.345
Títulos negociáveis – CDI / SELIC	1.878
Fundos Vinculados – CDI	16
CVA e Comp. Fin em tarifas – SELIC	944
	<b>4.183</b>
<b>Passivo</b>	
Empréstimos e debêntures – CDI	<b>(2.041)</b>
Empréstimos e debêntures – TJLP	–
Outros passivos financeiros	–
	<b>(2.041)</b>
<b>Ativo Líquido Exposto</b>	<b>2.142</b>

No que se refere ao risco de taxas de juros mais relevantes, a Companhia e suas controladas estimam que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2023, a taxa Selic será de 12,50% e a taxa TJLP será de 7,20%. A Companhia e suas subsidiárias fizeram uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados considerando um cenário adverso em relação ao cenário provável, conforme mostrado na tabela abaixo. A taxa CDI segue a taxa Selic.

Risco: Alta nas taxas de juros nacionais	2022		2023	
	Valor contábil	Cenário provável		Cenário adverso
		Selic 12,5%	TJLP 7,2%	Selic 9,75%
<b>Ativo</b>				
Equivalentes de caixa	1.345	1.513	1.476	1.476
Títulos negociáveis	1.878	2.113	2.061	2.061
Fundos vinculados	16	18	17	17
CVA e Outros Componentes Financeiros em tarifas – Selic	944	1.062	1.036	1.036
	<b>4.183</b>	<b>4.706</b>	<b>4.590</b>	<b>4.590</b>
<b>Passivo</b>				
Empréstimos e financiamentos (nota 22) – CDI	(2.041)	(2.296)	(2.240)	(2.240)
	<b>(2.041)</b>	<b>(2.296)</b>	<b>(2.240)</b>	<b>(2.240)</b>
<b>Ativo Líquido Exposto</b>	<b>2.142</b>	<b>2.410</b>	<b>2.350</b>	<b>2.350</b>
<b>Efeito Líq. da Variação das Taxas de Juros</b>		<b>268</b>	<b>208</b>	<b>208</b>

### Risco de aumento de inflação

A Companhia está exposta ao risco de elevação da inflação, em 31 de dezembro de 2022. Uma parte dos empréstimos, financiamentos e debêntures, bem como das responsabilidades dos fundos de pensões, são ajustados utilizando o IPCA (Índice Expandido Nacional de Preço ao Consumidor). As receitas também são ajustadas usando o IPCA e o índice IGP-M, atenuando parte da risco de exposição da Companhia.

A exposição líquida da Companhia às taxas de inflação está demonstrada a seguir:

Ativo	2022	2021
Ativos financeiros de concessão relacionados com infraestrutura de distribuição – IPCA (1)		
Bonificação de outorga – IPCA (Nota 14)	1.407	718
	2.950	2.792
Passivo	4.357	3.510
Empréstimos e debêntures – IPCA e IGP-DI		
Dívida com fundo de pensão (Forluz) – IPCA	(4.630)	(4.322)
Déficit do plano de pensão (Forluz) – IPCA	(251)	(385)
	(545)	(539)
Ativo Líquido Exposto	(5.426)	(5.246)
Ativo	(1.069)	(1.736)

(1) Parcela dos ativos financeiros da concessão relativa à Base de Remuneração Regulatória homologada pela Poder Concedente (Aneel) após o 4º ciclo de revisão tarifária.

### Risco de liquidez

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

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

A Cemig gere o risco de liquidez monitorando permanentemente o seu fluxo de caixa de uma forma orientada para o orçamento. Os saldos são projetados mensalmente para cada uma das empresas, para um período de 12 meses, e a liquidez diária é projetada diariamente para 180 dias,

Os investimentos a curto prazo devem cumprir com os princípios de investimento estabelecidos na Política de Investimento de Recursos Líquidos da Companhia. Estes incluem a aplicação dos seus recursos em fundos de investimento de crédito privado, sem risco de mercado, e o investimento do restante diretamente em CDs bancários ou contratos de recompra remunerados com juros à taxa CDI.

Na gestão das aplicações, a Companhia busca obter rentabilidade a partir de uma análise rígida de crédito bancário, observando limites operacionais para cada banco baseados em avaliações que levam em conta *ratings*, exposições e balanço. Busca, também, retornos melhores através de investimento estratégico em títulos com prazos mais longos, sempre com base na premissa principal, que é o controle da liquidez.

Qualquer redução nos *ratings* da Companhia pode ter como consequência uma redução na habilidade de obter novos financiamentos e também dificultar ou tornar mais oneroso o refinanciamento das dívidas vincendas. Nessas condições, qualquer financiamento ou refinanciamento da dívida da Companhia poderia ter taxas de juros mais altas ou requer atendimento de cláusulas restritivas mais onerosas, o que poderia adicionalmente causar restrições nas operações dos negócios.

Esta tabela mostra o fluxo de pagamentos das obrigações da Companhia com dívidas pactuadas com o fundo de pensão, empréstimos e debêntures (a taxas pós e pré-fixadas), incluindo os juros futuros até a data dos vencimentos contratuais:

	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos financeiros à taxa de Juros:						
– Pós-fixadas						
Empréstimos e debêntures	55	536	1.244	10.439	618	12.892
Concessões onerosas	-	1	3	13	17	34
Dívida com plano de pensão – Forluz	15	30	136	93	-	274
Déficit do plano de pensão (Forluz)	6	13	60	352	412	843
	<u>76</u>	<u>580</u>	<u>1.443</u>	<u>10.897</u>	<u>1.047</u>	<u>14.043</u>
– Pré-fixadas						
Fornecedores	2.626	206	-	-	-	2.832
Total	<u>2.702</u>	<u>786</u>	<u>1.443</u>	<u>10.897</u>	<u>1.047</u>	<u>16.875</u>

## Item 12. Descrição de valores mobiliários que não sejam ações

### A. Títulos de dívida

Não aplicável.

### B. Bônus de subscrição (warrants) e direitos

Não aplicável.

### C. Outros títulos e valores mobiliários

Não aplicável.

### D. 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 são:

Serviço	Taxa	Quem paga
(1) Emissão de ADSs (ex.: emissão mediante depósito de ações, quando de uma alteração na proporção ADS/ação, ou por qualquer outra razão), excluindo emissões como resultado das distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo.	Até US\$5,00 por 100 ADSs (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa que efetuou depósito de ações ou recebeu ADSs.
(2) Cancelamento de ADSs (ex.: cancelamento de ADSs para entrega de ações depositadas, ou mediante uma mudança na proporção ADS/Ação, ou por qualquer outra razão).	Até \$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa para quem os ADSs estão sendo cancelados.



(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (ex.: na venda de direitos).	Até US\$5,00 por 100 ADSs (ou fração de 100) detidas.	Pessoa a quem uma distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de ADSs com relação a (i) dividendos em ações ou outras distribuições gratuitos de ações, ou (ii) exercício de direitos a uma compra adicional de ADSs.	Até US\$5,00 por 100 ADSs (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa a quem uma distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de títulos que não sejam ADSs ou direitos de compra de ADSs adicionais (ex.: ações de uma cisão).	Até US\$5,00 por 100 ADSs (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa a quem uma distribuição é efetuada.
(6) Serviços ADS	Até US\$5,00 por cada 100 ADSs (ou fração de 100) detidos na(s) data(s) de registro aplicável(eis) estabelecida(s) pelo Depositário.	Detentor de ADSs na(s) data(s) de registro aplicável(eis) estabelecida(s) pelo Depositário.
(1) Emissão de ADSs (ex.: emissão mediante depósito de ações, quando de uma alteração na proporção ADS/ação, ou por qualquer outra razão), excluindo emissões como resultado das distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo.	Até US\$5,00 por 100 ADSs (ou fração de 100) emitidas.	Pessoa que efetuou depósito de ações ou recebeu ADSs.
(2) Cancelamento de ADSs (ex.: cancelamento de ADSs para entrega de ações depositadas, ou mediante uma mudança na proporção ADS/Ação, ou por qualquer outra razão).	Até \$ 5,00 por 100 ADSs (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa para quem os ADSs estão sendo cancelados.

### 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 do exercício findo em 31 de dezembro de 2022 totalizaram o montante líquido de US\$2,892 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US\$1,214 milhões.

## PART 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 2022, e concluíram que esses controles e procedimentos 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. 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.

#### (b) 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 os controles internos sobre os relatórios financeiros sob a supervisão de nosso CEO e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, em 31 de dezembro de 2022, com base nos critérios estabelecidos no Quadro Integrado de Controle Interno emitido pelo Comitê de Organizações Promotoras da Comissão de Treadway, ou COSO (2013). Com base nesses critérios, com todos esforços e melhorias que fizemos durante o ano (relatados em item 15(d) em baixo), a nossa administração concluiu que, para o ano findo em 31 de dezembro de 2022, o sistema de controle interno era eficaz. Nosso CEO e CFO certificaram que, com base em seu melhor conhecimento, as demonstrações financeiras e outras informações financeiras incluídas neste formulário 20- F apresentam razoavelmente em todos os aspectos materiais a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Empresa a partir de, e para, os períodos mostrados neste Formulário 20- F.

#### **(c) Atestado de empresa de auditoria independente pública registrada**

Os nossos auditores independentes externos auditaram nossos controles internos sobre produção de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2022, como afirmado na sua Opinião, que está também incluído em outro ponto deste relatório anual.

#### **(d) Mudanças nos controles internos sobre preparação de relatórios financeiros**

Em 2022, a administração implementou planos de remediação que aprimoraram o nosso ambiente de controles internos sobre a preparação de relatórios financeiros:

- I. Reforço do nosso time próprio, trazendo pessoas de outras áreas da Companhia, todas submetidas a treinamento específica por especialistas em controles internos;
- II. Remediação de todas as lacunas relevantes nos controles, identificadas pelas auditorias no ciclo de 2021;
- III. Implementação de RPA – Automação de Processos Robóticos – para automatizar o processo de alerta em relação ao armazenamento de provas, execução de controles de acordo com a frequência, e outras informações enviadas diretamente ao responsável pelo controle;
- IV. Treinamento de toda a força de trabalho através de formação online em Gestão de Risco e Controles Internos;
- V. Ação constante com os pontos focais de cada área para ter respostas identificadas em tempo hábil, em cada controle, relacionadas com as classes de transações mais relevantes;
- VI. Criação de uma política de consequências e responsabilidade para os controles internos da SOX, solicitada e aprovada pelo Conselho de Administração; e
- VII. Melhoria da comunicação com as áreas envolvidas e responsáveis através de relatórios e reuniões periódicos.

Estas ações promoveram um melhor cenário no ambiente dos controles internos governando a elaboração de relatórios financeiros em relação aos anos anteriores, com mais eficiência tanto em termos quantitativos como qualitativos.

A administração está empenhada em manter um forte ambiente de controles internos. Esse compromisso é acompanhado pelo foco da administração nos processos, e controles relacionados, para obter relatórios financeiros precisos e confiáveis. Continuaremos a dedicar tempo e atenção a esses esforços, a fim de garantir o nosso pleno cumprimento dos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley e das regras relacionadas promulgadas pela SEC.

## **Item 16. [Reservado]**

## 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 ou Comitê 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 2022, o documento foi completamente revisado, tendo sido submetido a uma mudança em seu nome, formato e conteúdo, com o objetivo de dar maior clareza a todos os envolvidos sobre os princípios éticos e as regras de conduta da Companhia.

Nosso código de ética é arquivado na SEC como um apêndice a este formulário 20-F e está disponível em nosso website [www.cemig.com.br](http://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/ou às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração no mesmo endereço eletrônico.

## Item 16C. Principais honorários e serviços de contadores

Para o exercício fiscal de 2022 a KPMG Auditores Independentes Ltda. (PCAOB ID 1124) foi a nossa empresa independente de contabilidade pública registrada; e para 2021 foi a Ernst & Young Auditores Independentes S.S. Ltda. (PCAOB ID 01448). Os honorários totais para os serviços profissionais prestados pelos nossos contadores independentes em 2022 e 2021 foram de R\$ 5.670 e R\$ 9.616, respectivamente. A tabela seguinte mostra o total das honorários cobradas pelos serviços profissionais, incluindo as despesas operacionais incidentais de rotina, e a sua separação por categoria de serviço:

Exercício findo em 31 de dezembro de	(Milhares de Reais)	
	2022	2021
Honorários de auditoria	4.322	8.682
Honorários por serviços relacionados a auditoria	101	-
Honorários fiscais	374	934
<b>Total</b>	<b>4.797</b>	<b>9.616</b>

Os honorários de auditoria incluem: a auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas, e do nossos controles internos 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. As taxas relacionadas com a auditoria incluem principalmente os procedimentos acordados exigidos pelo regulador (Aneel). As taxas fiscais referem-se a certos serviços de compliance 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 das normas de listagem para comitês de auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões para listagem relacionados a comitês de auditoria, contidos na Regra 10A-3(c)(3) do *Exchange Act*. Nosso Comitê de Auditoria realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos na medida permitida 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 Administração da Companhia. 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 aos 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 as exigências da lei brasileira. Mais informação na Nota 6. Diretores, Alta Administração 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 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 as práticas 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 abertas e negociadas dos EUA segue abaixo.

Para maiores informações sobre nossas práticas de governança, veja *Item 9. – Detalhes sobre a oferta e listagem de ações – Negociação na B3*.

Seção	Norma de governança corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nossa abordagem
303A.01	A companhia negociada em bolsa 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 incluir 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, é considerada uma Companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à Cemig.
303A.03	Os diretores 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.
303A.06 e 303A.07 e 303A.08	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. 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.	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 Comitê de Auditoria exerce as funções de um Comitê de Auditoria norte-americano até o limite permitido na lei brasileira. O Comitê de Auditoria 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.  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 da Cemig</i> , sua <i>Política de Negociação de Valores Mobiliários</i> , os seus <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.01	A companhia negociada em bolsa 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 incluir 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, é considerada uma Companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à Cemig.
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 16I. Divulgação referente a jurisdições estrangeiras que inibem inspeções

Não aplicável.

## PARTE III

### Item 17. Demonstrações financeiras

Veja a seção Item 18. – *Demonstrações financeiras*.

### Item 18. Demonstrações financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-136 do presente relatório.

As demonstrações financeiras consolidadas abaixo são apresentadas como parte deste presente relatório anual no Formulário 20-F:

- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig. • Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre as Demonstrações Financeiras da afiliada Madeira Energia S.A.
- Relatório da Firma Independente de Contabilidade Pública Registrada sobre os Controles Internos de Relatórios Financeiros da Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig.
- Balanço Patrimonial Consolidada Auditada em 31 de dezembro de 2022 e 2021
- Demonstração dos Resultados Consolidada Auditada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020;
- Demonstração Consolidada de Resultados Abrangentes Auditada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020;
- Demonstração Consolidada das Mutações do Patrimônio Líquido, Auditada, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020;
- Demonstração Consolidada do Fluxo de Caixa Auditada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2022, 2021 e 2020; e
- Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras Consolidadas.

## Item 19. Anexos

Os seguintes documentos estão incluídos como anexos a este relatório anual:

No.	Descrição
1	<u>Estatutos societários da CEMIG, alterados e em vigor desde 29 de abril de 2022 (incorporados por referência ao Anexo 1 ao nosso Formulário 20-F arquivado em 17 de maio de 2022 (Arquivo n.º 1-15224)).</u>
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 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>Aditamento nº 2 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado em 15 de abril de 2022, por e entre Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG ('a Companhia'), o Citibank N.A., como depositário ('o Depositário'), e todos os detentores e titulares beneficiários de ADSs emitidos sob seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 14 de março de 2022 (Arquivo nº 333-263528)).</u>
2.5	<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 F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Arquivo nº 333- 142654)).</u>
2.6	<u>Aditivo nº 1 ao Contrato de Depósito, datado 15 de abril de 2022, por e entre Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG ('a Companhia'), Citibank, N.A., como depositário ('o Depositário'), e todos os detentores e titulares beneficiários de ADSs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADRs de ações ordinárias arquivado em 14 de março de 2022 (Arquivo nº 333- 142654)).</u>
2.7	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.
2.8	<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 de Luxemburgo, como Agente Pagador de Luxemburgo, Agente de Transferência de Luxemburgo e Agente de Listagem de 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)
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	<u>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)).</u>
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	<u>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)).</u>



4.7	<u>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)).</u>
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	<u>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)).</u>
4.10	<u>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)).</u>
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 ao Anexo 4.15 de nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).
4.14	<u>Resumo da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples (Não conversíveis), da Espécie Quirografia, datada 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)).</u>
4.15	<u>Resumo da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples (Não conversíveis) da Espécie Quirografia, datada 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)).</u>
4.16	<u>Resumo 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. (incorporado 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)).</u>
4.17	<u>Contrato de Compra e Venda de Ações, datado 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)).</u>
4.18	<u>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 nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Arquivo nº 1-15224)).</u>
4.19	<u>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 nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Arquivo nº 1-15224)).</u>
4.20	<u>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)).</u>
4.21	<u>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)).</u>
4.22	<u>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. (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)).</u>
4.23	<u>Resumo da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografia, 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)).</u>
4.24	<u>Resumo 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)).</u>
4.25	<u>Resumo 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)).</u>
4.26	<u>Resumo 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)).</u>

4.27	<a href="#"><u>Resumo 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. Por 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)).</u></a>
4.28	<a href="#"><u>Resumo 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)).</u></a>
4.29	<a href="#"><u>Resumo da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografia, 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)).</u></a>
4.30	<a href="#"><u>Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia Firme de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografia, com Garantia Adicional, em três Séries, da 3ª Emissão da Cemig D, datado em 19 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 30 de abril de 2013 (Arquivo nº 1-15224)).</u></a>
4.31	<a href="#"><u>Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Melhores Esforços de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografia, com Garantia Adicional Fidejussória, em até Três Séries, da 3ª 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)).</u></a>
4.32	<a href="#"><u>Resumo 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)).</u></a>
4.33	<a href="#"><u>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 Epicares Empreendimentos e Participações Ltda. ('Epicares') 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)).</u></a>
4.34	<a href="#"><u>Resumo 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)).</u></a>
4.35	<a href="#"><u>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)).</u></a>
4.36	<a href="#"><u>Textos parciais 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.</u></a>
8	<a href="#"><u>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)).</u></a>
11	<a href="#"><u>Declaração da Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional (incorporados por referência ao Anexo 11 ao nosso Formulário 20-F arquivado em 17 de maio de 2022 (Arquivo nº 1-15224)).</u></a>
12.1	<a href="#"><u>Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 27 de julho de 2023.</u></a>
12.2	<a href="#"><u>Certificado do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores de acordo com o Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002, datado em 27 de julho de 2023.</u></a>
13.1	<a href="#"><u>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 27 de julho de 2023.</u></a>
13.2	<a href="#"><u>Certificado do Diretor Financeiro e de 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 27 de julho de 2023.</u></a>
101.INS	<i>XBRL Instance Document (Coleção de Fatos referidos no relatório XBRL).</i>
101.SCH	<i>XBRL Taxonomy Extension Schema Document (Estrutura geral da Extensão para Taxonomia XBRL)</i>
101.CAL	<i>XBRL Taxonomy Extension Calculation Linkbase Document (Documento de links entre conceitos referidos nos cálculos da Estrutura de Extensão)</i>
101.DEF	<i>XBRL Taxonomy Extension Definition Linkbase Document (Especifica relações entre definições usadas nestes conceitos)</i>
101.LAB	<i>XBRL Taxonomy Extension Label Linkbase Document (Lista de strings legíveis para os conceitos)</i>



## ASSINATURAS

O registrante 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: 27 de julho de 2023.

Por: /Assinado/ Reynaldo Passanezi Filho

Nome: Reynaldo Passanezi Filho

Cargo: Diretor-Presidente

Por: /Assinado/ Leonardo George de Magalhães

Nome: Leonardo George de Magalhães

Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores