

SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2021	2
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	2
A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	4
AMBIENTE REGULATÓRIO	18
DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS	21
DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO	31
INVESTIMENTOS	32
GOVERNANÇA CORPORATIVA	33
RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES	33
AUDITORIA INTERNA, GERENCIAMENTO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS	34
GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO	35
RESPONSABILIDADE SOCIAL	36
CONSIDERAÇÕES FINAIS	46
COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS, DO COMITÊ DE AUDITORIA E DA DIRETORIA	47
BALANÇOS PATRIMONIAIS	48
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS	50
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES	51
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	52
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA	53
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	55
1. CONTEXTO OPERACIONAL	55
2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	60
3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES	65
4. SEGMENTOS OPERACIONAIS	68
5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	70
6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS	70
7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA	71
8. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR	72
9. TRIBUTOS DIFERIDOS	74
10. CONCILIAÇÃO DA DESPESA COM IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	75
11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES	75
12. INVESTIMENTOS	76
13. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL	90
14. FORNECEDORES	97
15. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	97
16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES	98
17. ENCARGOS SETORIAIS	103
18. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO	103
19. PROVISÕES PARA LITÍGIOS	110
20. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	115
21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS	116
22. RECEITAS	120
23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS	121
24. CUSTOS GERENCIÁVEIS	121
25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS	122
26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	123
27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS	126
28. ATIVOS CLASSIFICADO COMO MANTIDO PARA VENDA	138
29. SEGUROS	141
30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS	141
31. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA RECEITA ANUAL PERMITIDA	141
32. COMISSÃO PARLAMENTAR DE INQUÉRITO – CPI	143
33. NOTAS DE CONCILIAÇÃO	143
34. EVENTOS SUBSEQUENTES	154
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	155
TERMO DE RESPONSABILIDADE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS DA CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	163

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2021

Senhores acionistas,

A Cemig Geração e Transmissão (“Companhia” ou “Cemig GT”) submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias, o Relatório dos Auditores Independentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Também são apresentadas as Declarações dos diretores que revisaram as Demonstrações Contábeis Regulatórias e o respectivo Relatório dos Auditores Independentes.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2021 ficará marcado na história da Cemig GT como um ano de transformação e de conquistas. Em paralelo à revisão do planejamento estratégico da Companhia, com o objetivo de “focar e vencer” e priorizar os investimentos em Minas Gerais, houve avanços importantes na eficiência operacional e nos resultados financeiros, motivos de orgulho para todos nós que atuamos na Empresa.

No que se refere aos resultados financeiros, encerramos o ano com resultados expressivos, com um lucro líquido societário de R\$871 milhões (17,52% inferior a 2020) e um Ebitda societário de R\$3.541 (36,93% superior a 2020).

Nosso endividamento financeiro, medido pela relação dívida líquida/Lajida societário ajustado, foi de 2,38 vezes, o que demonstra a solidez financeira da Companhia e que dá sustentação à implementação do ambicioso programa de investimentos para os próximos anos. Reduzimos a nossa exposição cambial, com a recompra de US500 milhões dos bonds com vencimento previsto para 2024, o que contribuiu também para um melhor perfil da nossa dívida.

A eficiência operacional é uma prioridade para a Companhia. Repetimos em 2021 o resultado obtido no ano anterior de termos as nossas despesas operacionais de transmissão totalmente cobertas pelas receitas regulatórias.

Esses resultados alcançados proporcionaram uma contínua melhoria da nossa classificação pelas agências de rating. Em 2021, tivemos elevação das nossas notas de crédito pela Fitch e Standard&Poors, alcançando AA+ na escala nacional brasileira, também a melhor classificação de risco da Cemig GT na história.

Esse quadro coroa um ano em que foi anunciado um expressivo plano de investimentos para a Cemig GT até 2025, com foco nas concessões de transmissão e em geração por meio de fontes renováveis. Revertendo uma tendência anterior, a Cemig GT volta a priorizar seus negócios core e com foco em Minas Gerais. Focar e vencer, como já pontuado.

No cenário regulatório, foi concluída em 2021 a repactuação do risco hidrológico, em função dos custos assumidos pelos geradores entre os anos de 2012 e 2017. Em função desse acordo, que eliminou a discussão judicial da questão, a Aneel homologou a extensão de várias concessões de geração outorgadas à Cemig GT, destacando-se aquelas relacionadas as usinas de Nova Ponte e Emborcação, que tiveram uma extensão de aproximadamente 2 anos em relação ao vencimento original de 2025 (não incluindo a esperada renovação do contrato de concessão), o que representa uma geração relevante de caixa adicional para a Cemig GT.

Todas essas conquistas aconteceram em um cenário particularmente desafiador, no qual a sociedade continuou a lidar com os efeitos significativos da pandemia de Covid-19, com reflexos também em nossos negócios.

A Cemig GT, em conjunto com as demais Empresas do Grupo Cemig, assumiu papel de protagonismo na pandemia, reforçando sua vocação de empresa com forte responsabilidade social. Aderimos de forma destacada ao movimento da sociedade civil “Unidos Pela Vacina”, de colaboração efetiva com o processo de vacinação da população de Minas Gerais, apoiando de forma direta 426 municípios.

A atuação da Cemig GT se deu por meio da participação voluntária de seus empregados no apoio ao transporte e deslocamento, com veículos da Companhia, de profissionais de diversos municípios para levar vacinas a regiões rurais, a pessoas acamadas, além da doação de insumos, com o propósito de ajudar a promover o acesso à vacina para o combate à Covid-19 em municípios do Estado.

A segurança e saúde das pessoas que trabalham para a Cemig GT também foram um ponto primordial, sendo observados de forma rigorosa os protocolos estabelecidos. Infelizmente, mesmo com a adoção de tais práticas, ainda houve a perda de colaboradores em função da pandemia, o que nos traz pesar e sentimento de solidariedade para com as famílias.

Estamos determinados em prosseguir com práticas sustentáveis em nossas operações, criando valor para os nossos acionistas e contribuindo para o bem-estar da sociedade. A Cemig, nossa controladora, é a única empresa do setor elétrico fora da Europa a fazer parte do índice Dow Jones de Sustentabilidade (de forma consecutiva há 22 anos), que selecionou apenas 7 empresas do setor no mundo, além de termos posição de destaque em vários outros ratings de sustentabilidade nacionais e internacionais. A Cemig também é a maior incentivadora da cultura em Minas Gerais.

O ano de 2022 traz desafios adicionais relacionados à conjuntura internacional e nacional e ainda aos efeitos da pandemia, que esperamos que possam ser amenizados em função do avanço da vacinação da população. Mas os expressivos resultados obtidos nos últimos anos, resultado do compromisso da Administração e talento das pessoas que trabalham na Cemig GT, nos permitem ser otimistas com relação ao futuro da Empresa.

Agradecemos aos nossos colaboradores, acionistas e demais partes interessadas pelo esforço convergente de manter o reconhecimento da Cemig GT como empresa de relevância e destaque no setor elétrico brasileiro.

A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

A Companhia possui participação em 67 usinas, sendo 60 hidrelétricas, 6 eólicas e 1 solar e linhas de transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão, com capacidade instalada de 5.749 MW (informações não auditadas pelos auditores independentes). A Renova, cuja participação societária detida pela Companhia foi classificada como ativo mantido para venda em 2021, é titular de 3 pequenas centrais hidrelétricas, representando 5,7 MW do total de capacidade instalada da Cemig GT.

Transmissão

A Cemig GT operou e manteve em 2021, 39 subestações e 4.998 km de linhas de transmissão, nas tensões de 230, 345 e 500 kV, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, possui ativos, os quais opera e mantém, em outras 8 subestações de outros agentes de transmissão.

A Cemig GT também teve, em 2021, vigentes contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de ativos de transmissão com outras 11 empresas, em 17 subestações (das quais 2 são subestações onde a Cemig GT possui ativos) e 439 km de linhas de transmissão.

Em 24 de novembro de 2021, a Assembleia Geral Extraordinária da Cemig GT aprovou o aumento de seu capital social, realizado pela Cemig (controladora da Companhia) por meio de aporte do investimento detido na Centroeste, concretizando a reestruturação societária autorizada pelo Conselho de Administração da Cemig em 12 de fevereiro de 2021. A Centroeste opera uma linha de transmissão de 75 km em Minas Gerais, cuja concessão foi leiloada em 2004 e tem validade até 2035. Mais detalhes na nota explicativa nº 14 destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Área de Atuação

Conforme pode ser observado no mapa a seguir, a Companhia atua em várias regiões do País, com maior concentração na Região Sudeste.

Fontes Renováveis 100% da nossa matriz energética



Parque gerador – características físicas

Usina	Potência total	Garantia física total	Participação Cemig	Potência Cemig	Garantia física Cemig	Tipo de usina	Início de operação comercial	Vencimento da outorga (1)
Emborcação	1192,00	499,70	100,00%	1192,00	499,70	UHE	1982	23/07/2025
Nova Ponte	510,00	270,10	100,00%	510,00	270,10	UHE	1994	23/07/2025
Irapé	399,00	207,90	100,00%	399,00	207,90	UHE	2006	28/02/2035
Queimado	105,00	67,90	82,50%	86,63	56,02	UHE	2004	02/01/2033
Volta do Rio	42,00	18,41	100,00%	42,00	18,41	EOL	2010	26/12/2031
Praias de Parajuru	28,80	8,39	100,00%	28,80	8,39	EOL	2009	24/09/2032
Rio de Pedras	9,28	2,15	100,00%	9,28	2,15	PCH	1928	19/09/2024
Poço Fundo	9,16	5,79	100,00%	9,16	5,79	PCH	1949	29/05/2045
São Bernardo	6,82	3,42	100,00%	6,82	3,42	PCH	1948	19/08/2025
Paraúna	4,28	1,90	100,00%	4,28	1,90	PCH	1927	Inexistente
Salto Morais	2,39	0,60	100,00%	2,39	0,60	CGH	1957	Indeterminado
Sumidouro	2,12	0,53	100,00%	2,12	0,53	CGH	1956	Indeterminado
Anil	2,08	1,10	100,00%	2,08	1,10	CGH	1964	Indeterminado
Xicão	1,81	0,61	100,00%	1,81	0,61	CGH	1941	Indeterminado
Luiz Dias	1,62	0,61	100,00%	1,62	0,61	CGH	1914	Indeterminado
Central Mineirão	1,42	0,18	100,00%	1,42	0,18	UFV	2015	Indeterminado
Santa Marta	1,00	0,58	100,00%	1,00	0,58	CGH	1944	Indeterminado
Pissarrão	0,80	0,55	100,00%	0,80	0,55	CGH	2001	Indeterminado
Jacutinga	0,72	0,57	100,00%	0,72	0,57	CGH	1948	Indeterminado
Santa Luzia	0,70	0,00	100,00%	0,70	0,00	CGH	2001	Indeterminado
Lages	0,68	0,00	100,00%	0,68	0,00	CGH	2005	Indeterminado
Três Marias	396,00	239,00	100,00%	396,00	71,70	UHE	1962	04/01/2046
Salto Grande	102,00	75,00	100,00%	102,00	22,50	UHE	1956	04/01/2046
Itutinga	52,00	28,00	100,00%	52,00	8,40	UHE	1955	04/01/2046
Camargos	46,00	21,00	100,00%	46,00	6,30	UHE	1960	04/01/2046
Gafanhoto	14,00	6,68	100,00%	14,00	2,00	UHE	1946	04/01/2046
Martins	7,70	1,84	100,00%	7,70	0,55	UHE	1947	04/01/2046
Cajuru	7,20	2,69	100,00%	7,20	0,81	UHE	1959	04/01/2046
Peti	9,40	6,18	100,00%	9,40	1,85	UHE	1946	04/01/2046
Tronqueiras	8,50	3,39	100,00%	8,50	1,02	UHE	1955	04/01/2046
Ervália	6,97	3,19	100,00%	6,97	0,96	UHE	1999	03/07/2046
Neblina	6,47	4,66	100,00%	6,47	1,40	UHE	1948	03/07/2046
Dona Rita	2,41	1,03	100,00%	2,41	0,31	UHE	1959	03/07/2046
Sinceridade	1,42	0,35	100,00%	1,42	0,11	UHE	1963	03/07/2046
Piau	18,01	13,53	100,00%	18,01	4,06	UHE	1955	04/01/2046
Joasal	8,40	5,20	100,00%	8,40	1,56	UHE	1950	04/01/2046
Cel. Domiciano	5,04	3,26	100,00%	5,04	0,98	UHE	1994	03/07/2046
Paciência	4,08	2,36	100,00%	4,08	0,71	UHE	1930	04/01/2046
Marmelos	4,00	2,74	100,00%	4,00	0,82	UHE	1915	04/01/2046
Sá Carvalho	78,00	56,10	100,00%	78,00	56,10	UHE	1951	01/12/2024
Rosal	55,00	29,10	100,00%	55,00	29,10	UHE	1999	08/05/2032
Salto Voltão	8,20	7,36	100,00%	8,20	7,36	PCH	2001	04/10/2030
Salto do Passo Velho	1,80	1,64	100,00%	1,80	1,64	PCH	2001	04/10/2030
Machado Mineiro	1,72	1,14	100,00%	1,72	1,14	PCH	1992	08/07/2025
Pai Joaquin	23,00	13,91	100,00%	23,00	13,91	PCH	2004	01/04/2032
Baguari	140,00	84,70	34,00%	47,60	28,80	UHE	2009	15/08/2041
Pipoca	20,00	11,90	49,00%	9,80	5,83	PCH	2010	10/09/2031
Retiro Baixo	83,66	36,60	49,90%	41,74	18,26	UHE	2010	25/08/2041
Cachoeirão	27,00	16,37	49,00%	13,23	8,02	PCH	2008	25/07/2030
Dores de Guanhães	14,00	7,14	49,00%	6,86	3,50	PCH	2018	22/11/2032
Senhora do Porto	12,00	6,51	49,00%	5,88	3,19	PCH	2018	08/10/2032
Fortuna II	9,00	4,66	49,00%	4,41	2,28	PCH	2019	27/12/2031
Jacaré	9,00	4,99	49,00%	4,41	2,45	PCH	2019	29/10/2032
Aimorés	330,00	181,90	45,00%	148,50	81,86	UHE	2005	20/12/2035
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	240,00	154,40	39,31%	94,35	60,70	UHE	2006	29/08/2036
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	210,00	131,70	39,31%	82,56	51,77	UHE	2007	29/08/2036
Igarapava	210,00	134,20	23,69%	49,75	31,79	UHE	1999	30/12/2028
Funil	180,00	84,60	45,00%	81,00	38,07	UHE	2002	20/12/2035
Porto Estrela	112,00	61,80	30,00%	33,60	18,54	UHE	2001	10/07/2032
Santo Inácio III	29,40	13,60	45,00%	13,23	6,12	EOL	2017	13/06/2046
Garrote	23,10	10,50	45,00%	10,40	4,73	EOL	2017	13/06/2046
Santo Inácio IV	23,10	10,70	45,00%	10,40	4,82	EOL	2017	13/06/2046
Candongá	140,00	65,30	22,50%	31,50	14,69	UHE	2004	25/05/2035
São Raimundo	23,10	11,20	45,00%	10,40	5,04	EOL	2017	13/06/2046
Belo Monte	11233,10	4571,00	11,69%	1313,00	534,29	UHE	2016	26/08/2045
Santo Antônio	3568,30	2424,20	15,51%	553,44	375,99	UHE	2012	12/06/2046
Paracambi	25,00	19,53	49,00%	12,25	9,57	PCH	2012	16/02/2031
Colino 2	16,00	4,69	13,80%	2,21	0,65	PCH	2008	24/12/2033
Cachoeira da Lixa	14,80	7,44	13,80%	2,04	1,03	PCH	2008	24/12/2033
Colino 1	11,00	6,61	13,80%	1,52	0,91	PCH	2008	24/12/2033

(1) Os contratos de concessão elegíveis à extensão da outorga em função da repactuação do risco hidrológico (GSF) aguardam chamado da Aneel para assinatura do aditivo e, as usinas elegíveis que possuem outorga por meio de resolução autorizativa, aguardam a reformulação desses atos para constar as novas datas.

A evolução dos projetos (de melhoria e construção) está detalhada a seguir:

Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina	Evolução física em 31/12/2020	Investimento realizado até 31/12/2020	Evolução física em 31/12/2021	Investimento realizado até 31/12/2021
Cemig GT	-	66.514	-	133.769
Anil	-	-	100%	1.120
Emborcação	100%	8.243	39%	8.944
Igarapé	-	1.496	100%	1.541
Irapé	-	1.357	93%	13.493
Jacutinga	100%	52	68%	455
Lages	-	-	84%	39
Luis Dias	-	-	86%	194
Machado Mineiro	-	79	-	79
Nova Ponte	100%	1.312	14%	1.653
Paraúna	-	-	74%	226
Pisarrão	-	-	73%	22
Poço Fundo	-	-	48%	59
Poço Fundo (1)	96%	41.357	63%	61.918
Queimado	95%	2.471	96%	7.723
Rio de Pedras	69%	8.694	95%	22.554
Salto Morais	100%	160	88%	382
Santa Luzia	0%	8	73%	30
Santa Marta	-	-	45%	26
São Bernardo	100%	422	55%	725
Sumidouro	100%	123	73%	145
Três Marias GD (implantação UFV 2,5 MW)	100%	107	100%	11.280
Xicão	100%	633	83%	806
Outros	-	-	-	355
SPE proporcional	-	75.215	-	188.661
Baguari Energia	94%	2.301	97%	26.605
Cajuru	5%	244	100%	760
Camargos	98%	1.704	75%	2.118
Coronel Domiciano	28%	375	100%	864
Dona Rita	100%	607	69%	790
Eólica Parajuru	95%	16.075	51%	17.429
Eólica Volta do Rio	100%	14.436	90%	31.075
Ervália	0%	182	100%	274
Gafanhoto	79%	1.515	65%	2.476
Itutinga	89%	3.599	23%	4.016
Joasal	10%	781	71%	1.119
Marmelos	95%	4.952	100%	5.300
Martins	100%	1.467	99%	1.828
Neblina	76%	2.469	52%	2.939
Paciência	-	-	100%	572
Pai Joaquim	98%	2.167	56%	2.307
Peti	90%	1.357	99%	2.135
Piau	77%	602	97%	803
Poço Fundo (1)	96%	-	80%	48.368
Rosal	53%	2.308	71%	3.977
Sá Carvalho	99%	2.935	41%	3.278
Salto do Passo Velho	98%	499	100%	504
Saldo do Voltão	93%	311	15%	370
Salto Grande	80%	4.863	99%	17.491
Sinceridade	48%	433	100%	603
Três Marias	92%	8.395	70%	9.917
Tronqueiras	99%	638	94%	743
Total	-	141.729	-	322.430

- (1) A Aneel autorizou, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.735, de 23 de fevereiro de 2021, a transferência da titularidade da concessão da PCH Poço Fundo da Cemig Geração e Transmissão S.A. para a Cemig Geração Poço Fundo. S.A.. A formalização da transferência foi realizada por meio da assinatura do novo contrato de concessão, de número 01/2021, em 16 de abril de 2021.

Projetos de usinas – características físicas

Usina (Sociedade de Propósito Específico)	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Participação Cemig GT	Potência Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW Médios) Proporcional	Previsão Operação Comercial	Vencimento da outorga
UHE Itaocara (UHE Itaocara S.A.)	150,00	93,40	49,00%	73,50	45,77	-	23/10/50
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	3.568,30	2.424,20	15,51%	553,44	375,99	2012	12/06/46
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	11.233,10	4.571,00	11,69%	1313,00	534,29	2016	26/08/45
PCH Dolores de Guanhães (Guanhães Energia)	14,00	7,14	49,00%	6,86	3,50	2018	22/11/32
PCH Senhora do Porto (Guanhães Energia)	12,00	6,51	49,00%	5,88	3,19	2018	08/10/32
PCH Jacaré (Guanhães Energia)	9,00	4,99	49,00%	4,41	2,45	2019	29/10/32
PCH Fortuna II (Guanhães Energia)	9,00	4,66	49,00%	4,41	2,28	2019	27/12/31
UHE Três Marias (Cemig Geração Três Marias S.A.)	396,00	239,00	100,00%	396	71,7	1962	04/01/46
UHE Itutinga (Cemig Geração Itutinga S.A.)	52,00	28,00	100,00%	52	8,4	1955	04/01/46
UHE Salto Grande (Cemig Geração Salto Grande S.A.)	102,00	75,00	100,00%	102	22,5	1956	04/01/46
UHE Camargos (Cemig Geração Camargos S.A.)	46,00	21,00	100,00%	46	6,3	1960	04/01/46
PCH Ervália (Cemig Geração Leste S.A.)	6,97	3,19	100,00%	6,97	0,957	1999	03/07/46
UHE Cel. Domiciano (Cemig Geração Sul S.A.)	5,04	3,26	100,00%	5,04	0,978	1994	03/07/46
PCH Sinceridade (Cemig Geração Leste S.A.)	1,42	0,35	100,00%	1,42	0,105	1963	03/07/46
PCH Neblina (Cemig Geração Leste S.A.)	6,47	4,66	100,00%	6,47	1,398	1948	03/07/46
PCH Cajuru (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,20	2,69	100,00%	7,2	0,807	1959	04/01/46
UHE Gafanhoto (Cemig Geração Oeste S.A.)	14,00	6,68	100,00%	14	2,004	1946	04/01/46
PCH Marmelos (Cemig Geração Sul S.A.)	4,00	2,74	100,00%	4	0,822	1915	04/01/46
PCH Joasal (Cemig Geração Sul S.A.)	8,40	5,20	100,00%	8,4	1,56	1950	04/01/46
PCH Paciência (Cemig Geração Sul S.A.)	4,08	2,36	100,00%	4,08	0,708	1930	04/01/46
PCH Piau (Cemig Geração Sul S.A.)	18,01	13,53	100,00%	18,012	4,059	1955	04/01/46
PCH Peti (Cemig Geração Leste S.A.)	9,40	6,18	100,00%	9,4	1,854	1946	04/01/46
PCH Dona Rita (Cemig Geração Leste S.A.)	2,41	1,03	100,00%	2,41	0,309	1959	03/07/46
PCH Tronqueiras (Cemig Geração Leste S.A.)	8,50	3,39	100,00%	8,5	1,017	1955	04/01/46
PCH Martins (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,70	1,84	100,00%	7,7	0,552	1947	04/01/46
Total	15.695,00	7.532,00	-	2.661,10	1.093,49	-	-

Proporcionalmente à parte da Companhia, estes projetos consumiram R\$3.541,98 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2021 (R\$3.484,94 milhões até 31 de dezembro de 2020), os quais referem-se a aportes de capital nas investidas.

Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina (Sociedade de propósito específico)	Evolução física em 31/12/2020	Investimento realizado até 31/12/2020 (R\$ MM)	Evolução física em 31/12/2021	Investimento realizado até 31/12/2021 (R\$ MM)
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	100%	1.936,6	100%	1.936,6
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	100%	1.321,1	100%	1.321,1
Lightger (PCH Paracambi)	-	-	100%	57,04
PCH Dolores de Guanhões	100%	52,42	100%	52,42
PCH Senhora do Porto	100%	42,40	100%	42,40
PCH Jacaré	100%	77,00	100%	77,00
PCH Fortuna II	100%	55,42	100%	55,42
Total	-	3.484,94	-	3.541,98

Projetos de transmissão – características físicas

Subestação	Tensão (KV)	Extensão (KM)	Capacidade transformação (MVA)	Previsão operação comercial	Vencimento da outorga
SE Neves 1 - Substituição do Trafo T3, T4 e T5 por dois bancos com reserva (6+1R) x 250 MVA	500	-	1.500	04/10/2020	31/12/2042
SE Neves 1 - Instalação de 2 transformadores 138-13,8 kV 100 MVA, adequação do 13K e 14K	138	-	200	08/02/2021	31/12/2042
SE Neves 1 - Substituição do Reator S12 e melhorias associadas	500	-	180	26/02/2019	31/12/2042
SE Barbacena 2 - Substituição do T1 e T2 por um novo banco de autotransformadores monofásicos, 345/138 -13,8 kV (3+1R) x 100 MVA	345	-	300	11/12/2019	31/12/2042
SE Pimenta - Instalação de dois novos bancos de transformador 345/138-13,8 kV (6+1R) x100MVA e seções associadas	345	-	300	30/05/2023	31/12/2042
SE São Gonçalo do Pará - Instalação de um banco de reatores monofásicos de barra 500 kV, com unidade reserva	500	-	180	26/05/2019	31/12/2042
SE Barbacena 2 - Instalação de dois bancos de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar	13,8	-	7	04/06/2019	31/12/2042
SE São Gotardo 2 - Instalação de banco de reatores de barra 500 kV - 180 Mvar e duas seções de 500kV	500	-	180	02/02/2020	31/12/2042
SE Jaguará 500kV - Instalação de um autotransformador trifásico 500/345-13,8 kV, 400 MVA	500	-	400	06/11/2019	31/12/2042
SE Emborcação - Substituição trafo 138 kV, 15 MVA	138	-	15	15/09/2019	31/12/2042
SE Juiz de Fora 1 - Substituição dos transformadores T3, T4 e T5 por 2 bancos monofásicos 345/138-13,8kV (6+1R)x125MVA	345	-	650	20/12/2022	01/01/2042
SE Juiz de Fora 1 - Instalação de banco de capacitores 138kV 50MVAR	138	-	50	20/09/2022	01/01/2042
SE Barreiro 1 - Substituição dos Trafos T1, T2, T3 e T4 por dois novos bancos de transformador 345/138-13,8 kV (6+1R) x125MVA e seções associadas	345	-	750	01/05/2024	01/01/2042

Projetos de transmissão – evolução física e investimentos

Projetos de transmissão (R\$ Mil)	Evolução física em 31/12/2020	Investimento realizado até 31/12/2020	Evolução física em 31/12/2021	Investimento realizado até 31/12/2021
Integral				
Substituição do Trafo T5 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	100,00%	22.672,98	100,00%	22.672,98
Substituição do Trafo T3 pela unidade reserva (1x250MVA) e serviços associados da SE Neves 1	100,00%	7.559,90	100,00%	7.559,90
Substituição Trafo T4 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	100,00%	26.260,73	100,00%	26.260,73
Instalação de 3 seções de 500kV para conexão dos trafos T1 e T2 no arranjo disjuntor e meio da SE Neves 1	100,00%	7.108,73	100,00%	7.108,73
Instalação de 2 transformadores 138-13,8 kV 100 MVA, adequação do 13K e 14K da SE Neves 1	95,00%	9.119,12	100,00%	9.547,92
Instalação de 1 nova seção de 138kV – LT2 Cinco-Neves 1 138kV da SE Neves 1	100,00%	1.304,21	100,00%	1.304,21
Substituição do Reator S12 e melhorias associadas da SE Neves 1	100,00%	7.867,66	100,00%	7.867,66
Alteração do arranjo do barramento 230 kV BPT para BD4 - substituição do diferencial de barras e instalação/adequação de RDPs da SE Ipatinga 1	100,00%	2.922,37	100,00%	2.922,37
Substituição do T1 e T2 por um novo banco de autotransformadores monofásicos, 345/138 -13,8 kV (3+1R) x 100 MVA da SE Barbacena 2	100,00%	17.651,65	100,00%	17.651,65
Instalação de novo banco de transformador 345/138-13,8 kV (3+1R) x100 MVA e seções associadas da SE Pimenta	60,00%	16.935,52	70,00%	18.028,00
Substituição do transformador T2 150MVA por novo banco de autotransformadores 3 x 100MVA e desativação do T1 da SE Pimenta	50,00%	10.543,51	55,00%	11.357,00
Instalação de 1 seção de 138kV para CSN da SE Pimenta	60,00%	1.483,31	86,00%	2.325,00
Instalação de um banco de reatores monofásicos de barra 500 kV, com unidade reserva, arranjo de manobra e a instalação 2 vãos de 500kV da SE São Gonçalo do Pará	100,00%	16.074,49	100,00%	22.839,99
Instalação de 1 vão de 500kV para adequação da conexão do transformador T3 da SE São Gonçalo do Pará	100,00%	4.443,26	100,00%	4.585,74
Instalação de dois bancos de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar da SE Barbacena 2	100,00%	1.017,26	100,00%	3.297,94
Substituição de disjuntores de 500kV da SE São Simão	100,00%	10.231,56	100,00%	24.906,26
Instalação de banco de reatores de barra 500 kV - 180 Mvar e duas seções de 500kV da SE São Gotardo 2	100,00%	15.113,62	100,00%	25.922,30
Instalação de uma nova seção 345 kV (vão 6P) e adequação do vão 13P da SE Jaguará 345kV	5,00%	385,81	20,00%	21.771,00
Instalação de um autotransformador trifásico 500/345-13,8 kV, 400 MVA da SE Jaguará 500kV	100,00%	7.696,48	100,00%	7.696,48
Aquisição e instalação de reator 500kV reserva da SE Jaguará 500kV	100,00%	1.407,77	100,00%	1.407,77
SE Barreiro 1 - Substituição dos Trafos T1, T2, T3 e T4 por dois novos bancos de transformador 345/138-13,8 kV (6+1R) x125MVA e seções associadas	-	-	24,00%	4.718,45
	-	187.799,94	-	251.752,08

Garantia física realizada e esperada

Usina	2020 Realizado	2021 Realizado	2022	2023	2024	2025	2026
Emborcação	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70
Nova Ponte	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10
Irapé	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90
Queimado	56,02	56,02	56,02	56,02	56,02	56,02	56,02
Volta do Rio	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41
Praias de Parajuru	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39
Rio de Pedras	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,02	-
Poço Fundo	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79
São Bernardo	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42
Paraúna	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Salto Morais	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Sumidouro	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Anil	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Xicão	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Luiz Dias	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Central Mineirão	-	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Santa Marta	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Pissarrão	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Jacutinga	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Três Marias	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70
Salto Grande	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50
Itutinga	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40
Camargos	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Gafanhoto	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Martins	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Cajuru	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Peti	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Tronqueiras	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Ervália	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Neblina	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Dona Rita	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Sinceridade	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Piau	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06
Joasal	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Cel. Domiciano	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Paciência	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Marmelos	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Sá Carvalho	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	36,89
Rosal	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10
Salto Voltão	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36
Salto do Passo Velho	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
Machado Mineiro	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Pai Joaquim	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91
Baguari	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80
Pipoca	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
Retiro Baixo	18,26	18,26	18,26	18,26	18,26	18,26	18,26
Cachoeirão	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
Dores de Guanhães	4,32	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Senhora do Porto	3,94	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Fortuna II	2,82	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
Jacaré	3,02	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
Aimorés	81,86	81,86	81,86	81,86	81,86	81,86	81,86
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	51,77	51,77	51,77	51,77	51,77	51,77	51,77
Igarapava	31,79	31,79	31,79	31,79	31,79	31,79	31,79
Funil	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07
Porto Estrela	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54
Santo Inácio III	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12	6,12
Garrote	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73
Santo Inácio IV	4,82	4,82	4,82	4,82	4,82	4,82	4,82
Candongá	-	-	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69
São Raimundo	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
Belo Monte	560,00	534,29	534,29	534,29	534,29	534,29	534,29
Santo Antônio	375,99	375,99	375,99	375,99	375,99	375,99	375,99
Paracambi	11,82	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57
Colino 2	1,70	0,71	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Cachoeira da Lixa	2,70	1,12	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Colino 1	2,39	1,00	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91

Modelo de negócio e condições no ACR

Usina	Modelo de Negócio em 01/Jan/2021	Preço no ACR em 01/Jan/2021	Data e índice de reajuste no ACR
Integral e compartilhada			
Anil	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Cajuru (Cemig)	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 5219 mil	(1)
Camargos	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 27105 mil	(1)
Coronel Domiciano	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 6317 mil	(1)
Dona Rita	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 2258 mil	(1)
Ervália	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 6500 mil	(1)
Gafanhoto	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 10382 mil	(1)
Igarapé	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Irapé	97,8% ACR até 31/12/2038	R\$ 217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
Itutinga	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 36083 mil	(1)
Jacutinga	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Joasal	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 8334 mil	(1)
Marmelos	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 4573 mil	(1)
Martins	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 4573 mil	(1)
Mineirão	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Neblina	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 7543 mil	(1)
Nova Ponte	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Paciência	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 4691 mil	(1)
Pandeiros	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Paraúna	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Peti	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 9307 mil	(1)
Piau	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 17542 mil	(1)
Piçarrão	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Poco Fundo	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Poquim	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Queimado - Cemig	98,2% ACR até 31/12/2038	R\$ 217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
Rio De Pedras	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Salto De Moraes	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Salto Grande (Cemig)	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 73029 mil	(1)
Santa Marta	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
São Bernardo(Cemig)	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Sinceridade	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 1307 mil	(1)
Sumidouro	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Teodomiro C Sampaio	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Três Marias	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 233510 mil	(1)
Tronqueiras	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 6317 mil	(1)
Xicão	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável

- (1) Reajuste pelo IPCA em ocorreu em julho de 2020, atualização dos custos de transmissão em julho de 2020. Conforme Edital do leilão após primeiro ano 70% da energia comercializada em regime de cotas de garantia física e 30% da energia comercializada livremente pelo detentor da concessão. Dessa forma a RAG representa apenas a parcela Regulada da receita (70% da energia, sendo os demais 30% de livre dispor de cada usina).

Linhas de transmissão em operação – características físicas

Linha de transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade transformação (MVA)	Início operação comercial	Vencimento da outorga
Integral						
Acesita – Ipatinga 1	duplo	230	16,036	250	22/09/1976	01/01/2043
Aimorés – Mascarenhas (LT2)	simples	230	11,599	340	14/11/2007	01/01/2043
Baguari – Governador Valadares 2	simples	230	25,519	186	21/08/2009	01/01/2043
Baguari – Mesquita	duplo	230	67,511	186	21/08/2009	01/01/2043
Barão de Cocais 3 – João Monlevade 2	duplo	230	34,61	303	13/12/2005	01/01/2043
Barão de Cocais 3 – Taquaril	duplo	230	46,035	304,8	26/12/2005	01/01/2043
Barão de Cocais 3 – White Martins/AngloGold	duplo	230	15,14	29,9	03/11/2013	01/01/2043
Guilman Amorim – Ipatinga 1	simples	230	50	303	22/09/1997	01/01/2043
Guilman Amorim – Nova Era 2	simples	230	17,82	303	22/09/1997	01/01/2043
Ipatinga – Porto Estrela	simples	230	43,84	303	29/08/2001	01/01/2043
Ipatinga – Usiminas	duplo	230	5,4	303	18/04/1984	01/01/2043
Ipatinga 1 – Mesquita (LT1)	duplo	230	3,4	303	01/07/1981	01/01/2043
Ipatinga 1 – Mesquita (LT2)	duplo	230	3,4	303	29/03/1984	01/01/2043
Itabira 2 – Nova Era 2	duplo	230	23,22	303	18/06/1991	01/01/2043
Itabira 2 – Porto Estrela	duplo	230	84,36	303	29/08/2001	01/01/2043
Itabira 2 – Sabará 3	duplo	230	70,77	320	05/08/2007	01/01/2043
Itabira 4 – Taquaril	duplo	230	81,519	303	14/07/2013	01/01/2043
Mesquita – Usiminas	duplo	230	8,6	303	18/04/1984	01/01/2043
Nova Era 2 – Silicon	simples	230	13,3	303	18/06/1991	01/01/2043
Sabará 3 – Taquaril	duplo	230	14,68	320	05/08/2007	01/01/2043
Barbacena 2 – Lafaiete	simples	345	62,48	770	14/05/1981	01/01/2043
Barbacena 2 – Pimenta	simples	345	231,04	862	26/04/1976	01/01/2043
Barbacena 2 – Santos Dumont 2	simples	345	44,9	1123	05/02/2013	01/01/2043
Barreiro – Neves 1	duplo	345	31,65	502	17/08/1979	01/01/2043
Barreiro – Taquaril	simples	345	17,6	597	25/06/1971	01/01/2043
Itabirito 2 – Jeceaba	duplo	345	57,5	700	10/04/2014	01/01/2043
Itabirito 2 – Ouro Preto 2	duplo	345	4,6	770,8	10/04/2014	01/01/2043
Jaguara – Pimenta (LT1)	simples	345	181,86	552	01/01/1975	01/01/2043
Jaguara – Pimenta (LT2)	simples	345	182,05	552	06/03/1975	01/01/2043
Jaguara – Volta Grande	simples	345	89,31	552	25/04/1974	01/01/2043
Jaguara 345 kV – Jaguara 500 kV (LT1)	simples	345	0,701	1049,9	01/07/1977	01/01/2043
Jaguara 345 kV – Jaguara 500 kV (LT2)	simples	345	0,461	1049,9	01/07/1977	01/01/2043
Jaguara 345 kV – Jaguara 500 kV (LT3)	simples	345	1,027	1049,9	01/07/1977	01/01/2043
Jaguara – L. C. Barreto (Estreito)	simples	345	23,971	556	23/04/1974	01/01/2043
Jeceaba – Lafaiete	duplo	345	27,571	1123	03/08/2010	01/01/2043
Juiz de Fora 1 – Santos Dumont 2	simples	345	33,03	1123	05/02/2013	01/01/2043
Montes Claros 2 – Várzea da Palma	duplo	345	149,46	400	23/09/1984	01/01/2043
Neves 1 – Sete Lagoas 4	duplo	345	49	968	02/06/2014	01/01/2043
Neves 1 – Taquaril	simples	345	43,43	1090	01/04/1979	01/01/2043
Nova Lima 6 – Ouro Preto 2	duplo	345	26,081	865,9	04/05/2016	01/01/2043
Nova Lima 6 – Taquaril	duplo	345	31,498	865,9	04/05/2016	01/01/2043
Pimenta – Taquaril	simples	345	215,051	1200	01/01/1975	01/01/2043
Pirapora 2 – Várzea da Palma	duplo	345	35,14	800	01/07/2010	01/01/2043
São Gotardo 2 – Três Marias	duplo	345	166,05	1123	18/11/1990	01/01/2043
Sete Lagoas 4 – Três Marias	duplo	345	177	968	04/06/2014	01/01/2043
Três Marias – Várzea da Palma	simples	345	96,31	1123	23/09/1984	01/01/2043
Água Vermelha – São Simão	simples	500	96,294	2442	13/11/1978	01/01/2043
Bom Despacho 3 – Jaguara (LT1)	simples	500	228,168	2442	19/04/2004	01/01/2043
Bom Despacho 3 – Jaguara (LT2)	simples	500	228,409	2442	03/05/2004	01/01/2043
Bom Despacho 3 – Neves 1 (LT1)	simples	500	127,521	2442	19/04/2004	01/01/2043
Bom Despacho 3 – Neves 1 (LT2)	simples	500	127,657	2442	03/05/2004	01/01/2043
Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará	simples	500	59,056	2442	05/04/2004	01/01/2043
Bom Despacho 3 – São Gotardo 2	simples	500	91,306	2442	03/05/2004	01/01/2043
Cachoeira Paulista – Itajubá 3	simples	500	3,017	2533	01/04/2002	04/10/2030
Emborcação – Itumbiara	simples	500	134,561	2442	07/06/1982	01/01/2043
Emborcação – Nova Ponte	simples	500	86,838	2442	03/11/1994	01/01/2043
Emborcação – São Gotardo	simples	500	248,44	2442	25/06/1989	01/01/2043
Itabirito 2 – Ouro Preto 2	simples	500	5,23	2442	30/07/2014	01/01/2043
Itabirito 2 – São Gonçalo do Pará	simples	500	120,63	2442	30/07/2014	01/01/2043
Itajubá 3 – Poços de Caldas	simples	500	3,49	2533	01/04/2002	04/10/2043
Jaguara – Nova Ponte	simples	500	105,585	2442	01/09/1994	01/01/2043
Jaguara – São Simão	simples	500	342,711	2442	24/06/1978	01/01/2043
Neves 1 – Vespasiano 2	simples	500	23,925	2442	31/03/2003	01/01/2043
G.Valadares 2- G.Valadares 6	simples	230	5,12	303	21/04/2021	01/01/2043
G.Valadares 6 – Mesquita	duplo	230	95,312	303	18/04/2021	01/01/2043
Itabira 2 – Itabira 5	duplo	230	-	304,8	19/03/2022	01/01/2043
Itabira 4 – Itabira 5	duplo	230	-	304,8	19/03/2022	01/01/2043
Itabira 2 – Joao Monlevade 4	simples	230	29,1	304,8	20/02/2022	01/01/2043
Joao Monlevade2-Joao Monlevade4	simples	230	3,9	304,8	20/02/2022	01/01/2043
Itabira 5 – Mesquita	simples	500	86,39	2442	03/04/2022	01/01/2043
Itabira 5 – Vespasiano 2	simples	500	62,75	2442	03/04/2022	01/01/2043
Furnas – Pimenta II	simples	345	61,03	350	25/03/2010	03/03/2035

Linhas de transmissão em operação – características financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP Regulatória (jul/21 a jun/22)	RAP Proporcional	Ano de grau da RAP	Mês Reajuste	Índice de Correção
Acesita - Ipatinga 1	100%	336.982	336.982	NA	Junho	IPCA
Água Vermelha - São Simão	100%	4.489.024	4.489.024	NA	Junho	IPCA
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	100%	156.277	156.277	NA	Junho	IPCA
Baguari - Governador Valadares 2	100%	560.178	560.178	NA	Junho	IPCA
Baguari - Mesquita	100%	1.313.404	1.313.404	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	100%	661.016	661.016	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - Taquaril	100%	500.660	500.660	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - White						
Martins/AngloGold	100%	549.259	549.259	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Lafaiete	100%	2.015.108	2.015.108	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Pimenta	100%	7.451.513	7.451.513	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	100%	3.435.953	3.435.953	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Neves 1	100%	583.949	583.949	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Taquaril	100%	354.800	354.800	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	100%	10.637.248	10.637.248	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	100%	10.648.436	10.648.436	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	100%	5.944.961	5.944.961	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	100%	5.951.488	5.951.488	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	100%	6.901.656	6.901.656	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	100%	10.670.338	10.670.338	NA	Junho	IPCA
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	100%	485.112	485.112	jul/17	Junho	IGP-M
Emborcação - Itumbiara	100%	15.724.463	15.724.463	NA	Junho	IPCA
Emborcação - Nova Ponte	100%	4.048.466	4.048.466	NA	Junho	IPCA
Emborcação - São Gotardo	100%	29.032.295	29.032.295	NA	Junho	IPCA
Governador Valadares 2 - Mesquita	100%	4.192.802	4.192.802	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Ipatinga 1	100%	588.360	588.360	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Nova Era 2	100%	247.612	247.612	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Porto Estrela	100%	475.775	475.775	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Usiminas	100%	77.306	77.306	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	100%	66.631	66.631	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	100%	167.018	167.018	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Itabira 4	100%	188.567	188.567	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - João Monlevade 2	100%	321.127	321.127	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Nova Era 2	100%	277.195	277.195	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Porto Estrela	100%	915.520	915.520	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Sabará 3	100%	768.034	768.034	NA	Junho	IPCA
Itabira 4 - Taquaril	100%	1.056.227	1.056.227	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Jeceaba	100%	2.112.834	2.112.834	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	100%	190.973	190.973	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	100%	1.250.527	1.250.527	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	100%	12.976.904	12.976.904	NA	Junho	IPCA
Itajubá 3 - Poços de Caldas	100%	560.609	560.609	jul/17	Junho	IGP-M
Jaguara - Nova Ponte	100%	4.922.122	4.922.122	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT1)	100%	3.332.847	3.332.847	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT2)	100%	3.336.329	3.336.329	NA	Junho	IPCA
Jaguara - São Simão	100%	15.983.212	15.983.212	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Volta Grande	100%	4.607.813	4.607.813	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	100%	29.349	29.349	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	100%	19.287	19.287	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	100%	38.993	38.993	NA	Junho	IPCA
Jaguara - L. C. Barreto (Estreito)	100%	483.213	483.213	NA	Junho	IPCA
Jeceaba - Lafaiete	100%	1.282.846	1.282.846	NA	Junho	IPCA
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	100%	2.659.853	2.659.853	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Usiminas	100%	520.127	520.127	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Vespasiano 2	100%	6.925.843	6.925.843	NA	Junho	IPCA
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	100%	12.082.905	12.082.905	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Sete Lagoas 4	100%	1.779.305	1.779.305	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Taquaril	100%	1.400.706	1.400.706	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Vespasiano 2	100%	3.076.063	3.076.063	NA	Junho	IPCA
Nova Era 2 - Silicon	100%	774.687	774.687	NA	Junho	IPCA
Nova Lima 6 - Taquaril	100%	2.405.955	2.405.955	NA	Junho	IPCA
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	100%	2.064.546	2.064.546	NA	Junho	IPCA
Pimenta - Taquaril	100%	5.668.221	5.668.221	NA	Junho	IPCA
Pirapora 2 - Várzea da Palma	100%	2.815.787	2.815.787	NA	Junho	IPCA
Sabará 3 - Taquaril	100%	191.178	191.178	NA	Junho	IPCA
São Gotardo 2 - Três Marias	100%	13.420.061	13.420.061	NA	Junho	IPCA
Sete Lagoas 4 - Três Marias	100%	3.562.035	3.562.035	NA	Junho	IPCA
Três Marias - Várzea da Palma	100%	7.786.061	7.786.061	NA	Junho	IPCA
LT 230 kV G.Valadares 2 /G.Valadares 6 C-3279 MG	100%	162.771	162.771	NA	Junho	IPCA
LT 230 kV Ipatinga 1 /Mesquita C-3 MG	100%	-	-	NA	Junho	IPCA
LT 230 kV Itabira 5 /Itabira 2 C-1 MG	100%	931.020	931.020	NA	Junho	IPCA
LT 230 kV Mesquita /Porto Estrela C-1 MG	100%	-	-	NA	Junho	IPCA

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP Regulatória (jul/21 a jun/22)	RAP Proporcional	Ano degrau da RAP	Mês Reajuste	Índice de Correção
LT 345 kV Betim 6 /Neves 1 C-1 MG	100%	607.063	607.063	NA	Junho	IPCA
LT Furnas – Pimenta	100%	21.517.117	21.517.117	2025	Junho	IGPM
Total	-	273.273.924	273.273.924	-	-	-

A RAP em moeda corrente esperada para o ciclo 2021-2022 das Linhas de Transmissão da Companhia, concessões 006/1997 e 079/2000, é de R\$251.756 (queda de 27% em relação a 2020). Essa redução foi provocada pelo reperfilamento do Componente Financeiro da RAP do Custo Anual dos Ativos da RBSE (Rede Básica do Sistema Existente). A parcela do Componente Financeiro do ciclo 2020-21 foi de R\$165.070 e caiu para R\$60.007 para os módulos de LTs no ciclo 2021-22.

Em janeiro de 2021, a Advocacia Geral da União emitiu parecer sobre os efeitos jurídicos da reversão de medidas judiciais que suspendiam a remuneração do custo de capital das transmissoras definida na portaria nº 120/2016, concluindo que essa devia ser atualizada pela taxa referente ao custo de capital próprio até 1º de julho de 2020, data do “efetivo pagamento”, sendo incorporada à RAP das transmissoras a partir do processo de 1º de julho de 2020 (ciclo 2020-2021), pelo prazo de oito anos.

Em abril de 2021, a Aneel publicou a ReH nº 2.852/2021, que alterou a ReH nº 2.712/2020, definindo, dentre outras disposições, o referido componente financeiro da Cemig GT, contrato de concessão nº 06/1997. Assim, o saldo devedor desse componente foi recalculado, considerando o custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio até a data do efetivo pagamento (1º de julho de 2020), descontado dos valores pagos trazidos a valor presente. Contudo, em razão da pressão tarifária resultante dos efeitos da pandemia de Covid-19 e diante do alto risco de inadimplimento no setor elétrico, a Aneel optou por uma alternativa de “Reperfilamento” desses pagamentos, dentro do prazo de oito anos, de forma gradativa, e assegurando o valor presente líquido da operação. O perfil proposto considera o patamar mínimo de pagamento da dívida no ciclo 2021-2022, ou seja, com amortização nula do saldo devedor; taxa de amortização no ciclo 2022-2023 igual a 3%, de modo a amortizar parte da dívida e manter o patamar de pagamento estável; e pagamentos constantes nos ciclos 2023-2024 a 2027-2028, com taxas de amortização de 16,11% ao ano.

Os quadros a seguir apresentam a evolução da RAP de 2021 a 2026:

RAP esperada para o exercício – R\$ em moeda corrente

Linha de Transmissão - RAP esperada - ano civil	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Acesita - Ipatinga 1	462.177	391.074	593.265	753.135	776.695	800.209
Água Vermelha - São Simão	6.156.774	5.209.588	7.903.023	10.032.686	10.346.540	10.659.774
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	154.494	164.080	175.938	182.849	188.569	194.278
Baguari - Governador Valadares 2	758.470	647.439	970.953	1.226.372	1.264.737	1.303.026
Baguari - Mesquita	1.791.532	1.521.570	2.297.023	2.909.784	3.000.811	3.091.659
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	906.595	767.120	1.163.733	1.477.329	1.523.544	1.569.669
Barão de Cocais 3 - Taquaril	494.951	525.661	563.649	585.789	604.115	622.404
Barão de Cocais 3 - White						
Martins/AngloGold	602.013	597.036	735.164	838.619	864.854	891.037
Barbacena 2 - Lafaiete	2.763.755	2.338.567	3.547.641	4.503.639	4.644.527	4.785.137
Barbacena 2 - Pimenta	10.219.879	8.647.606	13.118.548	16.653.662	17.174.641	17.694.592
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	3.861.617	3.757.324	4.728.003	5.462.684	5.633.574	5.804.127
Barreiro - Neves 1	577.189	613.110	657.417	683.241	704.614	725.946
Barreiro - Taquaril	350.754	372.518	399.438	415.128	428.114	441.075
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	14.589.169	12.344.705	18.727.102	23.773.578	24.517.291	25.259.535
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	14.604.514	12.357.690	18.746.800	23.798.585	24.543.079	25.286.104
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	8.153.617	6.899.228	10.466.232	13.286.614	13.702.261	14.117.088
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	8.162.569	6.906.802	10.477.722	13.301.201	13.717.304	14.132.586
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do						
Pará	7.769.942	7.550.770	9.517.551	11.007.241	11.351.582	11.695.243
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	12.012.757	11.673.904	14.714.656	17.017.798	17.550.168	18.081.487
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	419.553	509.337	546.144	567.597	585.354	603.075
Emborcação - Itumbiara	17.702.734	17.203.380	21.684.417	25.078.467	25.863.001	26.645.986
Emborcação - Nova Ponte	5.552.542	4.698.314	7.127.412	9.048.067	9.331.119	9.613.613
Emborcação - São Gotardo	32.684.804	31.762.839	40.036.240	46.302.723	47.751.218	49.196.854
Governador Valadares 2 - Mesquita	4.822.156	4.402.177	4.720.303	4.905.720	5.059.187	5.212.350
Guilman Amorim - Ipatinga 1	564.608	617.741	662.382	688.401	709.936	731.429
Guilman Amorim - Nova Era 2	227.746	259.977	278.764	289.714	298.778	307.823
Ipatinga - Porto Estrela	470.350	499.534	535.633	556.673	574.088	591.468
Ipatinga - Usiminas	74.920	81.167	87.032	90.451	93.280	96.104
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	91.385	77.326	117.305	148.916	153.574	158.224
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	188.031	182.727	230.322	266.372	274.705	283.022
Itabira 2 - Itabira 4	186.345	197.983	212.290	220.629	227.531	234.420
Itabira 2 - João Monlevade 2	317.465	337.163	361.528	375.729	387.483	399.214
Itabira 2 - Nova Era 2	274.035	291.038	312.070	324.328	334.474	344.600
Itabira 2 - Porto Estrela	905.080	961.238	1.030.702	1.071.189	1.104.699	1.138.144
Itabira 2 - Sabará 3	759.276	806.387	864.661	898.626	926.738	954.794
Itabira 4 - Taquaril	1.044.111	1.108.971	1.189.112	1.235.821	1.274.481	1.313.066
Itabirito 2 - Jeceaba	2.747.631	2.411.362	3.486.550	4.330.894	4.466.378	4.601.595
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	237.104	214.914	297.678	362.161	373.491	384.798
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	1.394.490	1.364.527	1.703.758	1.959.615	2.020.918	2.082.100
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	14.595.441	14.193.602	17.873.625	20.659.824	21.306.129	21.951.157
Itajubá 3 - Poços de Caldas	484.848	588.604	631.140	655.932	676.452	696.931
Jaguara - Nova Ponte	6.750.776	5.712.206	8.665.501	11.000.633	11.344.767	11.688.222
Jaguara - Pimenta (LT1)	3.294.843	3.499.279	3.752.156	3.899.544	4.021.534	4.143.283
Jaguara - Pimenta (LT2)	3.298.285	3.502.935	3.756.076	3.903.618	4.025.736	4.147.612
Jaguara - São Simão	21.918.746	18.548.109	28.134.897	35.714.946	36.832.221	37.947.292
Jaguara - Volta Grande	4.478.362	4.837.912	5.187.527	5.391.297	5.559.954	5.728.278
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	40.253	34.060	51.670	65.594	67.646	69.694
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	26.452	22.383	33.955	43.105	44.453	45.799
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	53.479	45.252	68.648	87.146	89.872	92.593
Jagura - L. C. Barreto (Estreito)	477.703	507.344	544.007	565.376	583.063	600.715
Jeceaba - Lafaiete	1.634.870	1.455.066	2.065.057	2.542.563	2.622.103	2.701.485
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	2.987.877	2.908.230	3.657.743	4.224.906	4.357.074	4.488.982
Mesquita - Usiminas	581.862	568.809	715.908	827.254	853.133	878.961
Mesquita - Vespasiano 2	9.498.913	8.037.557	12.193.094	15.478.822	15.963.048	16.446.319
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	13.603.037	13.219.326	16.662.620	19.270.658	19.873.505	20.475.162
Neves 1 - Sete Lagoas 4	1.733.948	1.868.158	2.003.161	2.081.847	2.146.974	2.211.972
Neves 1 - Taquaril	1.921.093	1.625.543	2.465.974	3.130.491	3.228.422	3.326.160
Neves 1 - Vespasiano 2	3.463.058	3.365.373	4.241.966	4.905.919	5.059.392	5.212.562
Nova Era 2 - Silicon	866.637	847.195	1.066.287	1.232.128	1.270.672	1.309.141
Nova Lima 6 - Taquaril	2.697.780	2.629.301	3.301.002	3.808.883	3.928.037	4.046.955
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	2.313.419	2.255.782	2.830.191	3.264.381	3.366.501	3.468.419
Pimenta - Taquaril	5.559.349	5.951.274	6.381.346	6.632.011	6.839.481	7.046.542
Pirapora 2 - Várzea da Palma	3.170.037	3.080.618	3.883.039	4.490.814	4.631.301	4.771.510
Sabará 3 - Taquaril	188.998	200.725	215.231	223.685	230.683	237.666
São Gotardo 2 - Três Marias	15.108.418	14.682.244	18.506.590	21.403.247	22.072.808	22.741.047
Sete Lagoas 4 - Três Marias	3.515.172	3.739.912	4.010.178	4.167.702	4.298.008	4.428.202
Três Marias - Várzea da Palma	8.765.613	8.518.355	10.737.167	12.417.751	12.806.218	13.193.917
LT 230 kV G.Valadares 2 /G.Valadares						
6 C-3279 MG	81.386	178.080	224.466	259.599	267.720	275.825
LT 230 kV Ipatinga 1 /Mesquita C-3						
MG	-	187.898	384.658	399.768	412.274	424.755
LT 230 kV Itabira 5 /Itabira 2 C-1 MG	465.510	977.512	1.048.153	1.089.325	1.123.403	1.157.413

Linha de Transmissão - RAP esperada - ano civil	2021	2022	2023	2024	2025	2026
LT 230 kV Mesquita /Porto Estrela C-1 MG	-	105.691	216.366	224.865	231.900	238.920
LT 345 kV Betim 6 /Neves 1 C-1 MG	303.531	637.378	683.438	710.284	732.504	754.680
Total	298.936.835	279.805.606	371.180.993	441.405.947	455.214.513	468.995.825

Nossa missão, visão e valores

Missão

Prover soluções integradas de energia limpa e acessível à sociedade, de maneira inovadora, sustentável e competitiva.

Visão (da controladora e compartilhada com a Companhia nos negócios aplicáveis):

Estar entre os três melhores grupos integrados de energia elétrica do Brasil em governança, saúde financeira, desempenho de ativos e satisfação de clientes.

Valores

Respeito à vida, integridade, geração de valor, sustentabilidade e responsabilidade social, comprometimento e inovação.

Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional

Para disciplinar os comportamentos, atuações e decisões profissionais, a Companhia adota, desde 2004, a Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional, disponível na Internet, no site <http://www.cemig.com.br>, consolidada em nove princípios que traduzem condutas e valores éticos incorporados à nossa cultura.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Geração de Energia Elétrica

Em 2021, as condições hidrológicas continuaram sendo o maior desafio para a operação do sistema elétrico. A ENA (Energia Natural Afluente) média do ano foi de 71%, em comparação a 76% no ano anterior. Assim, 2021 representa o pior ano da história desde 1931 e o terceiro ano consecutivo entre os 5 piores anos da história. Nesse cenário, o operador em conjunto com o CMSE (Comitê de monitoramento do Setor Elétrico) e a CREG (Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética) coordenaram uma série de medidas para preservar o armazenamento do sistema ao longo de 2021 e evitar a necessidade de corte de carga. Foram despachadas a partir de junho todas as térmicas disponíveis, flexibilizados os limites de intercâmbio para operar em N-1 (Critério de segurança), viabilizados combustíveis para térmicas sem contrato, operacionalizada a participação dos consumidores livres na oferta de redução de consumo e a importação de energia da Argentina e do Uruguai. Essas medidas somadas a uma melhora da hidrologia nos meses de outubro e novembro de 2021 possibilitaram a mitigação do risco de déficit de potência. Contudo, o armazenamento ao final de dezembro permaneceu baixo fechando o ano com 33% de armazenamento na comparação ao percentual de 24% ao final de 2020.

O PLD (Preço da Liquidação de Diferenças) médio do Sudeste em 2021 foi R\$279,61/MWh, comparado a R\$176,98/MWh em 2020, representando um aumento de 58%. O PLD apresentou valores mais baixos no 1º semestre aproveitando os excedentes de energia da região Norte. Já no 2º semestre a condição do sistema levou o preço ao teto (R\$583,88/MWh) nos meses de julho e agosto. A baixa hidrologia também penalizou bastante as usinas hidroelétricas, que permaneceram minimizadas durante todo o ano com valores mínimos de geração flexibilizados e assim o GSF (*Generation Scaling Factor*) apresentou valor médio menor em 2021, de 0,77, em comparação a 0,83 em 2020.

Transmissão de energia elétrica

O reajuste anual da receita de transmissão ocorre em 1º de julho de cada ano, sendo que em julho de 2021, foi homologado o reajuste da RAP do ciclo 2021-2022 das transmissoras.

Além do reajuste, a receita do ciclo foi impactada pelo acolhimento do pedido de reconsideração interposto pelas transmissoras frente ao resultado da Revisão do ciclo 2018-2023, ocorrida em julho de 2020, principalmente em função do recálculo do componente financeiro da Rede Básica do Serviço Existente – RBSE. Em janeiro de 2021, a Advocacia Geral da União emitiu parecer sobre os efeitos jurídicos da reversão de medidas judiciais que suspendiam a remuneração do custo de capital das transmissoras, concluindo que essa devia ser atualizada pela taxa referente ao custo de capital próprio até 1º de julho de 2020, data do “efetivo pagamento”, sendo incorporada à RAP das transmissoras a partir do processo de 1º de julho de 2020 (ciclo 2020-2021), pelo prazo de oito anos.

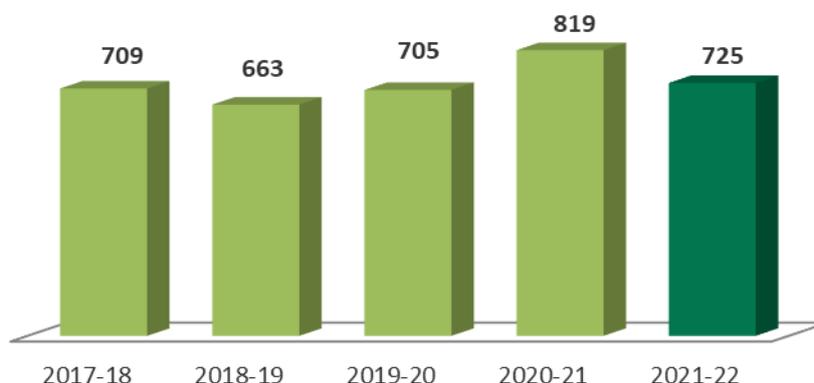
Em razão da pressão tarifária resultante dos efeitos da pandemia de Covid-19 e diante do alto risco de inadimplimento no setor elétrico, a Aneel optou pelo “Reperfilamento” dos pagamentos relacionados à remuneração do custo de capital, mencionados acima, dentro do prazo de oito anos, de forma gradativa, e assegurando o valor presente líquido da operação. O perfil proposto considerou o patamar mínimo de pagamento da dívida no ciclo 2021-2022, com uma maior amortização dos créditos das transmissoras nos ciclos 2023-2024 a 2027-2028.

RAP homologada

Considerando o mencionado, a RAP da Cemig GT (contrato de concessão nº 06/1997), homologada em 2021, passou para R\$684 milhões, uma queda de 13,53% em relação ao ciclo anterior (R\$791 milhões após Despacho Aneel nº 1.698/2021), em razão, principalmente, da redução do componente financeiro após o reperfilamento. O componente financeiro do ciclo 2020-2021 de R\$332 milhões (sendo R\$263 milhões na RAP e R\$69 milhões na Parcela de Ajuste) reduziu para R\$96 milhões no ciclo 2021-2022. O IPCA aplicado no reajuste foi de 8,05% e houve incremento na RAP da RBNI devido a novas obras entrantes ao longo ciclo 2020-2021 no montante de R\$26 milhões em RAP a preços de junho de 2021. Além da RAP, foi homologada no ciclo 2021-2022 uma Parcela de Ajuste de R\$13 milhões, referente às diferenças entre a receita permitida e apurada do ciclo anterior.

A RAP da Cemig GT – Itajubá (contrato de concessão nº 079/2000) foi reajustada em 46%, sendo R\$41 milhões no ciclo 2021-2022 em comparação a R\$28 milhões no ciclo anterior, refletindo a variação do IGPM do período de 37,04% e o resultado da revisão periódica do ciclo 2019-2024, ReH nº 2.839/2021, que reposicionou as RAPs de RBNI em 79%. A parcela de ajuste homologada para esse contrato foi de R\$9 milhões, refletindo, principalmente, o efeito do ajuste retroativo das RAPs das RBNIs que passaram por revisão tarifária periódica.

No total, a receita homologada da Cemig GT, contratos 06/1997 e 079/2000, ficou em R\$747 milhões, sendo R\$725 milhões de RAP e R\$22 milhões de Parcela de Ajuste.

RAP**Repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor - GSF*)**

Em 09 de setembro de 2020 foi publicada a Lei nº 14.052/2020, que alterou a Lei nº 13.203/2015, estabelecendo novas condições para a repactuação do risco hidrológico referente à parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A compensação aos geradores hidroelétricos ocorreu por meio da extensão dos respectivos prazos de concessão das outorgas de geração. Os prazos de extensão foram homologados pela ReH nº 2.919/2021 e pela ReH nº 2.932/2021. As usinas do lote D tiveram, em regra, prazos de extensão iguais ao máximo permitido pela Lei nº 14.052/2020, que corresponde a 7 anos (2.555 dias).

Essa repactuação foi um importante avanço para o setor elétrico, reduzindo os níveis de judicialização, e para a Cemig, com a extensão do prazo de suas concessões de geração de energia elétrica, entre elas as usinas de Nova Ponte e Emborcação, que tinham o vencimento original das concessões previsto para 2025 e agora passou para 2027. Mais informações sobre o novo prazo de vencimento das concessões de geração estão na nota explicativa nº 13 destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS

Efeitos da Pandemia Covid-19 sobre as nossas operações

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou a disseminação do Covid-19 como pandemia. Esse cenário fez com que as autoridades governamentais adotassem o distanciamento físico como medida de contenção da disseminação do vírus, o que impactou negativamente muitas entidades, afetando seus processos de produção, desacelerando e/ou interrompendo suas cadeias de suprimentos, gerando escassez de mão-de-obra e fechamento de lojas e instalações. Também foram implementadas diversas medidas governamentais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento da crise.

Em resposta ao cenário anunciado, a Companhia criou, em 23 de março de 2020, o Comitê Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus, com o objetivo de tomar decisões para mitigar os efeitos da pandemia, proteger seus colaboradores e clientes e assegurar a prestação de seus serviços.

Os impactos da pandemia Covid-19 estão divulgados em maiores detalhes na nota explicativa nº 1.c – Contexto Operacional, dessas Demonstrações Contábeis Regulatórias. Apesar dos impactos da pandemia nos negócios da Companhia em 2020, com parcial recuperação em 2021, não se espera impactos significativos no longo prazo.

Lucro líquido do exercício

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, em 2021, lucro líquido regulatório de R\$643 milhões em comparação ao lucro líquido regulatório de R\$795 milhões no exercício de 2020, uma redução de 19,12%. As principais variações na receita, nos custos, despesas e resultado financeiro estão apresentadas na sequência destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Em 2021, destaca-se o reconhecimento dos efeitos da repactuação do risco hidrológico – Lei 14.052/20, no montante de R\$805.613 (mais detalhes na nota explicativa nº 13). Além disso, como resultado das sentenças proferidas nos processos arbitrais em que a Santo Antônio Energia é parte, a Companhia reconheceu uma perda com investimentos no montante total de R\$528 milhões (mais detalhes na nota explicativa nº 12).

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

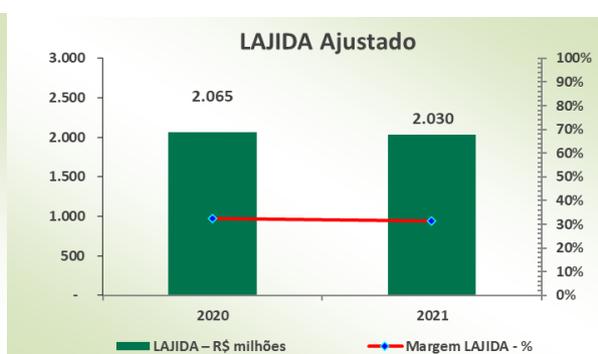
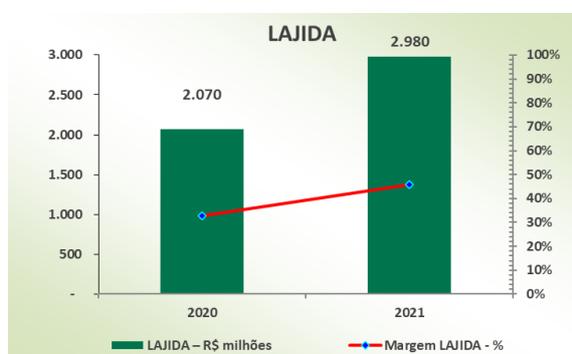
O Lajida da Cemig Geração e Transmissão, ajustado pela exclusão dos itens não recorrentes, reduziu 1,69% em 2021 em comparação a 2020. Em linha com essa variação, a margem do Lajida ajustado da Companhia passou de 32,59% em 2020 para 31,23% em 2021.

O Lajida, calculado de acordo com a Instrução CVM 527/2012, aumentou 43,96% em 2021, em comparação a 2020 e a margem do Lajida da Companhia passou de 32,67% em 2020 para 45,85% em 2021.

As principais justificativas para essas variações estão descritas no decorrer deste Comentário.

Lajida - R\$ milhões	2021	2020	Variação%
Lucro líquido do exercício	643	795	(19,12)
+/- Despesa de imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(161)	123	(230,89)
+ Resultado financeiro líquido	2.172	884	-
+ Depreciação e amortização	326	268	21,64
= Lajida conforme "Instrução CVM 527" (1)	2.980	2.070	43,96
Efeitos não recorrentes e não caixa			
- Repactuação do risco hidrológico - Lei 14.052/20, líquido (nota 13)	(806)	-	-
- Repactuação do risco hidrológico - Lei 14.052/20, investidas (*)	(308)	-	-
+ Ajuste referente à desvalorização em investimentos (nota 12)	204	-	-
+/- Baixa de ativo e impairment	51	(5)	-
- Baixa do saldo da obrigação pós-emprego do seguro de vida (nota 18)	(91)	-	-
= Lajida ajustado (2)	2.030	2.065	(1,69)

(*) As controladas em conjunto NESÁ, Aliança Geração e a coligada Madeira reconheceram em, em 2021, os montantes de R\$30 milhões, R\$149 milhões e R\$129 milhões, respectivamente, relacionados à repactuação do risco hidrológico.



- (1) Lajida é uma medição de natureza não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações contábeis regulatórias, observando as disposições do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 01/2007 e da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, consistindo no lucro líquido, ajustado pelos efeitos do resultado financeiro líquido, da depreciação e amortização e do imposto de renda e contribuição social. O Lajida não é uma medida reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou pelas IFRS, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. A Emissora divulga Lajida porque a utiliza para medir o seu desempenho. O Lajida não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida.
- (2) A Companhia ajusta o LAJIDA calculado em conformidade à Instrução CVM 527/2012 excluindo os itens que, pela sua natureza, não contribuem para a informação sobre o potencial de geração bruta de caixa uma vez que são extraordinárias.

Receita operacional

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

Receita	R\$ Milhões	
	2021	2020
Fornecimento faturado	4.589	3.663
Fornecimento - não faturado	47	(13)
Suprimento faturado (*)	2.240	2.866
Suprimento - não faturado	(123)	64
Fornecimento bruto	6.753	6.580
Energia elétrica de curto prazo	278	105
Subtotal	7.031	6.685
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	1.187	1.210
Total	8.218	7.895

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

Fornecimento bruto de energia elétrica

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

	GWh (1)		R\$ milhões		Preço médio – R\$/MWh (2)	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Industrial	13.582	10.217	3.681	2.760	271,02	270,14
Comercial	4.159	4.174	899	898	216,16	215,14
Rural	31	17	9	5	290,32	294,12
Fornecimento não faturado líquido	-	-	47	(13)	-	-
	17.772	14.408	4.636	3.650	-	-
Suprimento a outras concessionárias (3)	9.018	12.710	2.240	2.866	248,39	225,49
Suprimento não faturado líquido	-	-	(123)	64	-	-
	26.790	27.118	6.753	6.580	-	-

(1) Informações, em GWh, não auditadas pelos auditores independentes.

(2) O preço médio não inclui a receita de fornecimento não faturado.

(3) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e contratos bilaterais com outros agentes.

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica foi de R\$6.753 milhões em 2021 em comparação a R\$6.580 milhões em 2020, representando um acréscimo de 2,63%, associado principalmente, aos seguintes fatores:

- Aumento de 23,35% no consumo pelos clientes livres da classe industrial, comercial e rural, associado, principalmente, à efetivação de novos contratos de venda de energia com início de fornecimento em janeiro de 2021 e ao aumento do consumo após a flexibilização das atividades durante a pandemia; e
- Referido aumento foi parcialmente compensado pela redução de 29,05% na venda para comercializadores e geradores de energia, devido a um maior volume de vendas de curto prazo nos primeiros meses de 2020, com objetivo de resgatar parte do crédito que a Companhia possui na CCEE e também variação do volume contratado.

Receita de concessão da transmissão

A receita de transmissão da Companhia é constituída pela soma das receitas de construção, reforço, melhoria, operação e manutenção, previstas nos contratos de transmissão. Os contratos de concessão estabelecem as Receitas Anuais Permitidas (RAPs) dos ativos do sistema existentes e licitadas, atualizadas anualmente com base principalmente na variação do índice de inflação previsto no contrato, sendo eles IPCA e IGP-M. A partir de então, todos os reforços e melhorias que são implementados por meio de autorização específica da Aneel constituem uma nova parcela de RAP. Essa receita foi de R\$1.187 milhões em 2021 comparada a R\$1.210 milhões em 2020, representando uma redução de 1,90%.

Receita com transações com energia na CCEE

A receita com transações com energia na CCEE foi de R\$278 milhões em 2021, comparada a R\$105 milhões em 2020, representando um aumento de 164,76%. Esse aumento deve-se, principalmente, à sobra de energia em 2021, em comparação às posições de 2020, em decorrência de vendas bilaterais de curto prazo que provocaram a exposição da companhia na CCEE em diversos meses de 2020 e à efetivação de novas compras no ano de 2021.

Adicionalmente, ocorreu um aumento de 57,99% no valor médio do preço de liquidação de diferenças (PLD) do Sudeste/Centro-Oeste, apresentando valor médio de R\$279,61/MWh em 2021 comparado a R\$176,98/MWh em 2020, em função do cenário de escassez hídrica.

Impostos e encargos incidentes sobre a receita

Os tributos e encargos incidentes sobre a receita foram de R\$1.719 milhões em 2021 comparados a R\$1.558 milhões em 2020, apresentando um aumento de 10,33%. As principais variações estão descritas a seguir:

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

Anualmente, a Aneel aprova o orçamento do programa, sendo que os valores são recolhidos pela Companhia por meio da cobrança dos Encargos de Uso da Rede Básica e repassados integralmente à Eletrobrás, gestora destes recursos.

Os encargos referentes ao Proinfa foram de R\$66 milhões em 2021, comparados a R\$39 milhões em 2020, um aumento de 69,23%, devido, principalmente, ao aumento das cotas aprovadas para o programa em 2021, em comparação a 2020.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)

O valor da CFURH corresponde a 7% da quantidade de MWh de origem hidráulica, multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referências (TAR), fixada anualmente pela Aneel.

Este encargo foi de R\$20 milhões em 2021, comparado a R\$41 milhões em 2020, uma redução de 51,22%, em função, principalmente, da redução no volume de geração de energia elétrica em relação ao ano anterior (7.098 GWh em 2021 e 11.878 GWh em 2020). Essa redução de geração se deve às piores condições hidrológicas verificadas em 2021, em comparação a 2020.

Os demais impostos e encargos com impactos mais relevantes referem-se, principalmente, a impostos calculados com base em percentual do faturamento. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, das variações ocorridas na receita.

Custos não gerenciáveis

Os custos não gerenciáveis foram de R\$4.494 milhões em 2021 em comparação a R\$4.052 milhões em 2020, representando um aumento de 10,91%.

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

Energia elétrica comprada para revenda

O custo com energia elétrica comprada para revenda foi de R\$4.338 milhões em 2021, comparado a R\$3.906 milhões em 2020, representando um aumento de 11,06%. Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- aumento de 16,43% nos custos com energia adquirida no ambiente livre, sendo de R\$4.599 milhões em 2021, em comparação a R\$3.950 milhões em 2020, associado, principalmente à efetivação de novos contratos de compra para mitigação de risco de exposição e recomposição de lastro de energia incentivada; e
- referido aumento foi parcialmente compensado pela redução de 48,08% das despesas com compra de energia de curto prazo, sendo de R\$176 milhões em 2021, em comparação a R\$339 milhões em 2020. Essa redução deve-se, principalmente, à sobra de energia em 2021, quando comparada às posições de 2020. Em 2020, foram realizadas vendas bilaterais de curto prazo que aumentaram a exposição da companhia na CCEE em diversos meses.

Obrigações pós-emprego

O impacto das obrigações pós-emprego da Companhia no resultado operacional de 2021 foi uma recuperação de despesa no montante de R\$0,4 milhões, em comparação a uma despesa de R\$94 milhões em 2020. Essa variação se deve às alterações realizadas pela Companhia no Acordo Coletivo de Trabalho 2021/2023, para oferta e custeio de seguro de vida para os empregados e ex-empregados. A Companhia entende que cancelou, totalmente, o benefício pós-emprego e, dessa forma, realizou a baixa do saldo da obrigação em contrapartida ao resultado (mais detalhes na nota explicativa nº 18).

Custos gerenciáveis

Os custos gerenciáveis foram de R\$885 milhões em 2021 em comparação a R\$851 milhões em 2020, representando um aumento de 3,99%.

Vide mais informações sobre a composição dos não gerenciáveis na nota explicativa nº 24 destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

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

Despesa com pessoal

A despesa com pessoal foi de R\$326 milhões em 2021 comparada a R\$417 milhões em 2020, representando uma redução de 21,82%. Essa variação é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- redução de 2,99% no número médio de empregados, sendo 1.237 em 2021 em comparação a 1.276 em 2020; e
- menores custos e despesas com o programa de desligamento voluntário no primeiro semestre de 2021, no montante de R\$6.168, comparados ao montante de R\$11.348 no mesmo período de 2020;

Provisões operacionais

As provisões operacionais resultaram em uma despesa de R\$147 milhões em 2021 comparada a R\$88 milhões em 2020, representando um aumento de 67,05%. Essa variação é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- Aumento de 88,68% nas provisões para opção de venda da SAAG, que representaram uma constituição de R\$100 milhões em 2021, em comparação à constituição de R\$53 milhões em 2020, em função, principalmente, dos efeitos negativos sobre o valor justo da MESA da sentença desfavorável proferida nos processos arbitrais que envolvem a SAESA. Mais informações sobre a metodologia de cálculo das opções na nota explicativa nº 27; e
- Aumento na perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD) constituída em 2021, no valor de R\$13 milhões em comparação à constituição de R\$1 milhão em 2020, em função, principalmente, da entrada em recuperação judicial de cliente do mercado livre.

Resultado de equivalência patrimonial

Foram reconhecidas ganhos líquidos com equivalência patrimonial de R\$631 milhões em 2021 em comparação ao reconhecimento de ganhos líquidos no montante de R\$368 milhões em 2020. Esta variação se deve, principalmente, aos seguintes fatores:

- Aumento de 186% das perdas com a investida Santo Antônio Energia, que apresentou resultado negativo com equivalência patrimonial no montante de R\$528 milhões em 2021 em comparação ao resultado negativo de R\$184 milhões em 2020. Essa variação está associada, principalmente, ao reconhecimento dos efeitos das sentenças proferidas nos processos arbitrais em que a SAESA é parte, parcialmente compensados pelo efeito positivo relacionado ao registro de ativos fiscais diferidos. Mais detalhes na nota explicativa nº 12; e
- Redução de 46,60% das perdas com as investidas Amazônia Energia e Aliança Norte (acionistas da Norte Energia S.A. – “NESA”) (R\$55 milhões em 2021 e R\$103 milhões em 2020) e aumento de 124,72% no resultado com equivalência patrimonial apurado para a investida Aliança Geração (R\$200 milhões em 2021 e R\$89 milhões em 2020). A melhora no resultado dessas investidas decorre, essencialmente do reconhecimento dos efeitos da repactuação do risco hidrológico (GSF);

Vide a composição dos resultados de equivalência patrimonial por investida na nota explicativa nº 12.

Resultado Financeiro Líquido

O resultado financeiro correspondeu a uma despesa financeira líquida de R\$2.172 milhões em 2021 em comparação a uma despesa financeira líquida de R\$884 milhões em 2020, associada, principalmente, aos seguintes fatores:

- variação positiva do dólar em 2021, de 7,39%, em comparação à variação positiva de 28,93% em 2020, gerando o registro de despesas no montante de R\$354 milhões e R\$1.749 milhões em 2021 e 2020, respectivamente;
- o valor justo do instrumento financeiro contratado para proteção dos riscos vinculados aos Eurobonds, apresentou variação negativa em 2021, no montante de R\$538 milhões, em comparação ao reconhecimento de ganho em 2020, no montante de R\$1.753 milhões. Esse resultado de 2021 é decorrente principalmente da apreciação da curva futura de juros; e
- reconhecimento do ágio na recompra de títulos de dívida no montante de R\$491 milhões como resultado da recompra parcial dos Eurobonds – *Tender Offer*. Mais informações na nota explicativa nº 20.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 25 destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia apurou em 2021, créditos com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$161 milhões em relação ao lucro de R\$482 milhões antes dos efeitos fiscais, representando (33,33)% de alíquota efetiva. Em 2020, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$123 milhões em relação ao lucro de R\$918 milhões antes dos efeitos fiscais, representando 13,37% de alíquota efetiva.

Estas alíquotas efetivas estão conciliadas com as taxas nominais na nota explicativa nº 10 das demonstrações contábeis regulatórias.

Liquidez e recursos de capital

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

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

Caixa e equivalentes a caixa

O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2021 totalizaram R\$86 milhões, em comparação a R\$291 milhões em 31 de dezembro de 2020, e não foram mantidos em outras moedas que não o Real. As principais razões para essa variação são apresentadas a seguir:

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2021 totalizou R\$2.199 milhões em comparação ao caixa líquido de R\$2.556 milhões gerado pelas atividades operacionais em 2020. Em 2021 destaca-se um maior volume de juros pagos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, sendo R\$1.236 milhões em 2021 em comparação a R\$793 milhões em 2020. Além disso, houve o recebimento de R\$1.022 milhões referente à liquidação de operação de swap relacionada aos eurobonds (substituição da dívida de dólar para CDI).

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento em 2021 totalizou R\$9 milhões em comparação ao caixa líquido de R\$1.334 milhões consumido pelas atividades de investimento em 2020. Essa variação deve-se, basicamente, ao volume de recursos resgatados de títulos e valores mobiliários em 2021 (resgate de R\$357 milhões em 2021 e aplicação de R\$9688 milhões em 2020).

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento durante 2021 totalizou R\$2.395 milhões em comparação a R\$1.068 milhões consumidos em 2020. Esse aumento é decorrente, da maior amortização de empréstimos em 2021, no montante de R\$3.217 milhões, sendo que em 2020 a amortização de empréstimos foi de R\$650 milhões. Além disso, destaca-se o

adiantamento para futuro aumento de capital realizado pela Cemig (controladora da Companhia), no montante de R\$1.350 milhões.

Política de captação de recursos e gestão da dívida

A Companhia continuou demonstrando resiliência e forte liquidez no ano de 2021, mesmo tendo sido implementado o *Cash Tender* para recompra parcial do *Eurobond*, decorrente substancialmente da relevante geração de caixa em suas operações e do adiantamento para futuro aumento de capital. Foi observada uma forte recuperação no mercado livre e ainda um forte controle de perda e inadimplência.

A Companhia não efetuou captações nos últimos dois anos. Ao contrário, em 2021 foram amortizados R\$3.217 milhões de dívidas.

Em junho de 2021, aproveitando-se da menor cotação do dólar em um período de 12 meses, quando a moeda norte-americana chegou a ser negociada abaixo de R\$5,00, a Companhia buscou a gestão prudente dos seus passivos e deu início à sua estratégia de redução da concentração de dívida em 2024 e exposição cambial, com a recompra parcial dos Eurobonds. Além do travamento do câmbio no início do anúncio da operação de recompra, por meio da contratação de uma proteção financeira, foi realizado o desfazimento parcial dos instrumentos financeiros derivativos contratados, no volume de US\$500 milhões, apurando-se, em favor da Companhia, o valor de R\$774 milhões. Em agosto de 2021, a Companhia liquidou a operação de *Tender Offer* de títulos de dívida no mercado externo de sua emissão, no montante principal de US\$500 milhões, com vencimento original em 2024, remunerados a 9,25% ao ano. Para mais informações, ver nota explicativa nº 16 das Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Corroborando os avanços descritos acima, vale destacar que as principais agências internacionais de classificação de risco continuaram o processo de elevação dos *ratings* da Companhia, reflexo do êxito na implementação de medidas que resultaram na elevação da sua qualidade de crédito, com destaque para melhoria do perfil de liquidez, alienação de ativos, refinanciamento de dívidas, maior eficiência operacional e aumento de Lajida, combinada com uma estratégia de gestão prudente do passivo. Em janeiro de 2021, a Standard & Poor's elevou o rating da Companhia na escala nacional para AA+ e na escala global para BB-. Em junho de 2021, a Moody's elevou o rating da Companhia na escala nacional para AA- e na escala global reafirmou o rating em Ba3. Em outubro de 2021, a Fitch elevou o rating da Companhia na escala nacional para AA+ e na escala global para BB.

Na tabela a seguir está apresentada a posição de *rating* da Companhia nas três principais agências:

Fitch		Grau de investimento										Grau Especulativo											
Nacional	Global	AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC	CC	C	RD/D		
dez - 20																							
dez - 21																							

Moodys		Grau de investimento									Grau Especulativo												
Nacional	Global	Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca	C	
dez - 20																							
dez - 21																							

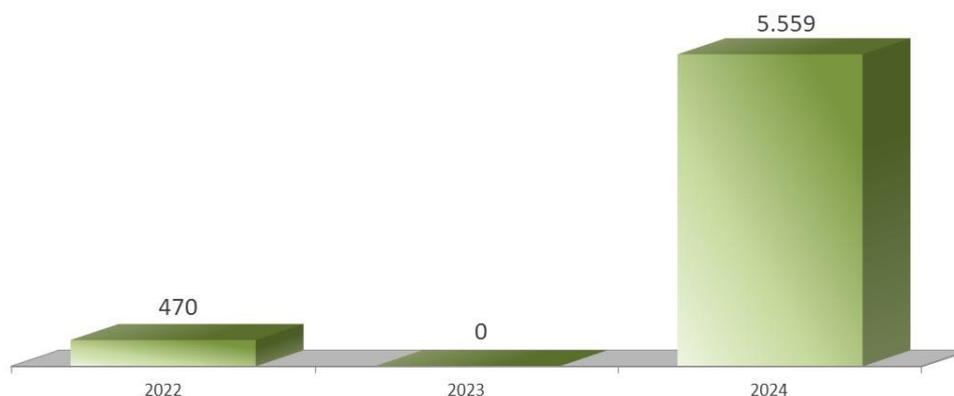
S&P		Grau de investimento								Grau Especulativo													
Nacional	Global	AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-	CC	C	D
dez - 20																							
dez - 21																							

Tanto os *eurobonds* quanto as debêntures contam com *covenants* financeiros restritivos relacionados a endividamento e distribuição de dividendos que estão sendo atendidos pela Companhia.

O endividamento bruto da Companhia, em 31 de dezembro de 2021, no montante de R\$6.029 milhões, tem seu cronograma de amortizações com prazo médio de 2,9 anos. Mais detalhes na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Contábeis Regulatórias.

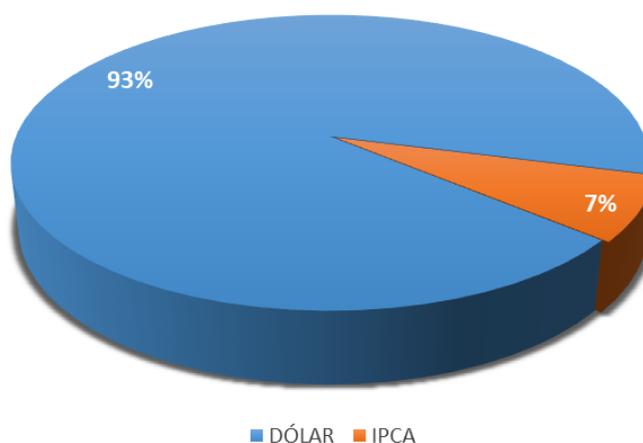
O cronograma de amortizações da dívida está evidenciado no gráfico a seguir:

Cronograma de amortizações da dívida
Posicionamento em dezembro de 2021 (R\$ milhões)



A composição da dívida da Companhia é reflexo das fontes de recursos à sua disposição, na qual percebe-se uma participação expressiva de dívida em dólar, que está protegida contra a variação cambial por meio de instrumento de hedge, pela taxa de juros indexada ao CDI. O custo real da dívida da Companhia é de 4,07% a.a. a preços constantes e de 14,42% a.a. em custo nominal.

Principais indexadores da dívida em 31 de dezembro de 2021



DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO

O Conselho de Administração deliberou na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), realizada em abril de 2022, a seguinte destinação do Lucro Líquido societário de 2021 no montante de R\$871 milhões, do saldo realização do custo atribuído de Imobilizado no montante de R\$9 milhões e ajuste devedor de R\$9 milhões contra Lucros Acumulados referente a benefícios pós-emprego:

- R\$44 milhões foram destinados para constituição de reserva legal;
- R\$479 milhões foram destinados ao pagamento de dividendos, conforme abaixo:
 - R\$291 milhões por meio de Juros sobre o Capital Próprio (“JCP”), conforme deliberado pelo conselho de administração em 2021;
 - R\$188 milhões para pagamento dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$348 milhões foram mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia.

A Reserva de Lucros a Realizar societária continuou com o saldo de R\$223 milhões, considerando o saldo anterior da reserva e a nova constituição de reserva em 2021 de mesmo valor.

O pagamento dos dividendos será realizado até 30 de dezembro de 2022, conforme disponibilidade de caixa e a critério da Diretoria Executiva.

INVESTIMENTOS

Aliança Geração

A Cemig GT é detentora de 45% do Capital Social total da Aliança Geração de Energia S.A “Aliança Geração”). A Aliança Geração possui dois projetos de investimento em curso, conforme abaixo:

- Central Eólica Gravier S.A. (“Gravier”): localizado no município de Icapuí, no estado do Ceará. O empreendimento teve início da implantação em janeiro de 2021, com operação comercial plena estimada para o primeiro semestre de 2022. O projeto contará com 17 aerogeradores com potência de 4,2 MW, tendo uma capacidade instalada total de 71,4 MW e a produção estimada de 32,43 MW médios;
- Parque Eólico Acauã: parques localizados nos municípios de Tenente Laurentino Cruz, Lagoa Nova, Santana do Matos e São Vicente, no estado do Rio Grande do Norte. A implantação do Projeto Eólico Acauã teve início em março de 2021, com operação comercial plena estimada para o segundo semestre de 2023. O projeto contará com 26 aerogeradores com potência de 4,2 MW, tendo uma capacidade instalada total de 109,2 MW e produção estimada de 57,77 MW médios.

UFV Boa Esperança

Foi autorizado pelo Conselho de Administração da Cemig GT, em outubro de 2021, o investimento para implantação da Usina Fotovoltaica Boa Esperança de geração centralizada, com 85MW de potência instalada em inversor, localizada no município de Montes Claros, em Minas Gerais. A previsão de implantação da usina é de 14 meses, com energização prevista para o quarto trimestre de 2022.

UFV Jusante

Em dezembro de 2021, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Cemig GT o investimento para implantação da Usina Fotovoltaica Jusante de geração centralizada, com 70MW de potência instalada em inversor, localizada no município de São Gonçalo do Abaeté, em Minas Gerais. A previsão de implantação da usina é de 15 meses, com energização prevista para meados de 2023.

Projeto Poço Fundo

Em 13 de fevereiro de 2019 a Aneel, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.598, concedeu prorrogação da concessão da PCH Poço Fundo até maio de 2045, prorrogação condicionada à ampliação das unidades geradoras.

Em 06 de janeiro de 2020, foram iniciadas as obras de ampliação da capacidade de geração da PCH Poço Fundo, ao custo aproximado de R\$150 milhões, com previsão de operação comercial no primeiro semestre de 2022.

Adicionalmente, os investimentos em transmissão realizados pela Cemig GT em 2021 foram de R\$183 milhões.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração da Cemig, conforme Estatuto, é composto por 9 integrantes efetivos, sendo 8 indicados e eleitos pelos acionistas e um integrante eleito pelos empregados. O Estatuto Social contempla mandato unificado de dois anos, sendo permitida, no máximo, três reconduções consecutivas. Em 2021, foram realizadas 26 reuniões da Companhia para deliberações e apresentações sobre diversos assuntos como planejamento estratégico e orçamentário, projetos de investimentos e aquisições, dentre outros.

O Comitê de Auditoria é órgão colegiado de assessoramento e vinculado ao Conselho de Administração, tendo como funções o exercício de auditoria e fiscalização sobre a qualidade e integridade das Demonstrações Financeiras e Regulatórias, a aderência às normas legais, estatutárias e regulatórias, e a efetividade dos sistemas de controle interno e de auditoria interna e independente. É composto por 4 integrantes, com mandato de três anos, sendo permitida uma reeleição. Em 2021 foram realizadas 39 reuniões do Comitê de Auditoria.

O Conselho Fiscal é órgão permanente e constituído por 5 membros efetivos e respectivos suplentes, eleitos para mandato de dois anos, sendo permitidas, no máximo, duas reconduções consecutivas. Em 2021 foram realizadas 14 reuniões do Conselho Fiscal.

RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES

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

A Companhia adota o sistema de rodízio dos Auditores Independentes com periodicidade de cinco anos, atendendo à determinação da CVM. Desde o segundo trimestre de 2017, o auditor independente responsável pela auditoria das demonstrações financeiras e regulatórias da Companhia é a Ernst & Young Auditores Independentes S.S.. Os honorários referentes aos serviços prestados pelos auditores independentes da Companhia foram como segue, em milhares de Reais:

Serviços	2021	% em relação à auditoria	2020	% em relação à auditoria
Serviços de Auditoria				
Auditoria de Demonstrações Contábeis	3.145	100,00	2.511	100,00
Serviços Adicionais				
Auditoria no Sistema Público de Escrituração Digital – SPED	378	12,02	239	9,52
Total	3.523	112,02	2.750	109,52

Os serviços adicionais foram contratados em conjunto com os serviços de auditoria externa e referem-se, basicamente, à revisão dos procedimentos tributários adotados pela Companhia, não representando nenhum tipo de consultoria, planejamento tributário ou conflito de interesse.

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

AUDITORIA INTERNA, GERENCIAMENTO DE RISCOS E CONTROLES INTERNOS

Mantendo o ciclo de atualização, no mínimo anual, foram mapeados e aprovados em 2021, pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, após apreciação do Comitê de Auditoria, a Matriz de *Top Risks* e Riscos de *Compliance*, vigente para o ciclo 2021/2022. Tais riscos, associados a execução da estratégia e cenários de exposição da Companhia, bem como a conflitos de interesse, fraude e corrupção têm como titulares os Diretores Executivos, em conformidade às suas atribuições, sendo monitorados e reportados periodicamente à Alta Administração. A Matriz compreende os riscos dos pilares Distribuição, Geração, Transmissão, Comercialização, Tecnologia da Informação, Regulatório Institucional, Gestão ágil com segurança, Viabilizadores Corporativos e Financeiro.

A matriz de controles internos é submetida a uma avaliação anual de suficiência e aderência, sendo conduzida ainda os testes de desenho, apoio em remediações junto aos processos e o monitoramento destes controles pela Gerência de Gestão de Riscos e Controles Internos da Companhia. Reportes periódicos são realizados para a Diretoria Executiva, aos Conselhos de Administração e Fiscal e ao Comitê de Auditoria.

A Companhia mantém ainda um Plano Anual de Auditoria Interna, aprovado pelo Conselho de Administração, que prevê a avaliação dos principais processos corporativos. O plano tem como objetivo assegurar a adequação, a eficácia e a eficiência dos processos da Companhia, bem como o cumprimento das leis, normas, padrões e procedimentos internos a que está sujeita. A Auditoria Interna avalia, de forma independente, a eficácia do gerenciamento de riscos e a efetividade do sistema de controle interno, reportando eventuais deficiências e propondo ações de melhorias a serem implementadas pelas áreas responsáveis, que são periodicamente monitoradas quanto ao seu cumprimento.

Política Antifraude

A Companhia possui como política a vedação de doações de qualquer espécie, direta ou indireta, de dinheiro ou estimável em dinheiro, bens, serviços, inclusive por meio de publicidade, que tenham objetivo político com favorecimento a partidos políticos ou seus afiliados, estando estes ou não em ativa militância. Esta política aplica à Cemig e suas subsidiárias integrais e controladas e está alinhada às exigências da Lei Federal 9.504/1997, “Lei das Eleições”, de 30 de setembro de 1997, alterada pela Lei 13.487, de 06 de outubro de 2017.

A Companhia dispõe também de Canal de Denúncias Anônimas, Ouvidoria e Comissão de Ética, os quais instrumentalizam o registro e tratamento de eventuais irregularidades ou dilemas éticos afetos às suas operações. Todas as denúncias são avaliadas, e, após concluídas, as respostas são disponibilizadas aos denunciantes. O Canal de Denúncias da Cemig preserva o anonimato dos denunciantes.

GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO

O setor de energia elétrica está passando por um conjunto de mudanças transformadoras, impulsionadas pela interseção de diferentes fatores, tais como: i) crescente descentralização dos sistemas de geração de energia; ii) avanço das tecnologias de armazenamento de energia; iii) proliferação das tecnologias digitais, que permitem que a energia seja produzida, transmitida e consumida de forma mais inteligente e eficiente; iv) crescimento de fontes de energia renováveis variáveis, como eólica e solar e v) a tendência de descarbonização do sistema energético, como parte dos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas.

Com vistas neste conjunto de mudanças, a Cemig implementou, desde 2018, o Plano Estratégico de Tecnologia Digital, que contempla a capacitação, diagnóstico, prospecção e roteiros tecnológicos, de modo a:

- Possibilitar a capacitação para as novas modalidades de negócios que vem surgindo no país e no mundo;
- Construir editais para captação de propostas de P&D na área de tecnologias digitais com vistas a colocar a empresa em sintonia com a evolução tecnológica e grandes transformações digitais;
- Elaborar projetos que possam impulsionar novos negócios que criem benefício econômico e social para a Companhia.

A inovação constante é um dos grandes pilares da Cemig, e parte disso é conhecer novas ideias para o setor. Por isso foi lançado em agosto de 2021 o Desafio Cemig da Inovação 2021, o qual terá vigência de 18 meses.

O desafio foi aberto para o público em geral, que será convidado a apresentar propostas para a formatação de novos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento conforme regras da ANEEL. Os projetos serão avaliados sob as diretrizes para Inovação aprovadas no Planejamento Estratégico 2021-2025 e, se aprovados, serão formalizados com as novas minutas contratuais para desenvolvimento das ideias aprovadas.

O Desafio Cemig aguarda propostas nos macros temas:

- Produtos e Serviços Inteligentes
- Sistemas Elétricos do Futuro
- Eletrificação e Eletromobilidade

- Alternativas em Geração Sustentável

Podem enviar proposições pessoas físicas e sociedades jurídicas com sede no Brasil.

Programa de Pesquisa & Desenvolvimento

Em 2021, a Cemig Geração e Transmissão executou 30 projetos de P&D, resultando em um investimento de R\$15,9 milhões, em uma variedade de temas, cujos destaques estão a seguir:

- Adequação do sistema de realidade virtual da Cemig para a integração com recursos de inspeção por imagens em tempo Real e treinamento conjunto das equipes de campo e do COS;
- Dispositivo Individual para Notificação (DIN) em caso de emergência com barragens;
- Ferramenta para definição de preços futuros na composição ótima de portfólio de compra e venda de energia;
- Processos Ecológicos: Desenvolvimento de novas ecotecnologias de diagnóstico e processos ambientais (Projeto PROECOS).

RESPONSABILIDADE SOCIAL

O relacionamento com as comunidades vizinhas aos empreendimentos da Cemig é pautado pelo senso de corresponsabilidade e pelo estímulo ao desenvolvimento econômico e social local.

Alguns projetos de destaque no ano de 2021 são:

Programa Proximidade: criado pela Cemig para estreitar o relacionamento e, em conjunto com outros programas, levar conhecimento técnico e promover o desenvolvimento social das comunidades próximas às usinas sob sua concessão. São promovidos encontros, em que especialistas da empresa fazem palestras técnicas e objetivas para esclarecer aspectos operativos de reservatórios e barragens (segurança operacional e estrutural), tratativas dos Planos de Ação de Emergências (PAEs) das barragens, além de divulgar as ações socioambientais dos empreendimentos.

Em 2021, ano ainda impactado pelas restrições sanitárias para convivência com a pandemia da Covid-19, as reuniões com as comunidades do entorno aconteceram na modalidade “virtual”. Foram realizados 5 webnários, com discussões focadas na “Crise Hídrica de 2021” em relação aos empreendimentos Nova Ponte, Emborcação, Irapé, Queimado e Rosal. A bandeira do Programa Proximidade também se fez presente nas reuniões e oficinas “virtuais” da integração dos PAEs - Planos de Ação de Emergência das barragens aos PLANCONs (Planos de Contingência Municipais), junto às Defesas Civis municipais.

Ainda em 2021, foram realizadas 40 reuniões/oficinas com Órgãos da Defesa Civil (COMPDECs) de 52 municípios, realizando a entrega oficial (ou atualização) dos PAEs das barragens, apresentando os estudos de Propagação das Manchas de Inundação para cenários de ruptura e cheias excepcionais, com indicativos de determinação de pontos de encontro e rotas de fuga.

Programa de Apadrinhamento: consiste na arrecadação de doações de terceiros (padrinhos) em favor das instituições, por meio da conta de energia elétrica, sendo essas doações repassadas integralmente, via depósitos bancários. Em 2021, 174 instituições receberam aproximadamente R\$61 milhões em doações.

Programa Al6%: o programa incentiva empregados a repassarem 6% de seu imposto de renda devido aos Fundos da Infância e da Adolescência (FIA).

A Campanha de 2021 do Al6% envolveu a participação de 1.300 empregados que, voluntariamente, destinaram R\$1 milhão, com o intuito de beneficiar cerca de 20 mil crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade, atendidos pelas 157 instituições participantes. A Cemig também destinou parte do imposto de renda devido para os mesmos FIAs. O valor investido pela Companhia foi de R\$1,3 milhão. No total, foram destinados R\$2,3 milhões para entidades distribuídas em 79 municípios da área de influência da Empresa.

Programa de Voluntariado Empresarial: O voluntariado empresarial é reconhecido no mundo corporativo como uma importante ferramenta para melhoria do clima organizacional e desenvolvimento de habilidades, além de contribuir para a melhoria da sociedade, imagem e reputação das empresas.

O programa Você - Voluntariado Cemig engloba diversas ações para incentivar e apoiar o envolvimento dos empregados em atividades voluntárias. Estruturado para potencializar as ações dos voluntariados em curso, cuja trajetória migra gradativamente do assistencialismo à cidadania participativa e de transformação social. O Você busca incentivar a participação através de ações transformadoras propostas por empregados na plataforma de voluntariado.

Unidos pela Vacina: esse movimento nasceu com o objetivo de tornar viável a vacinação de todos os brasileiros contra Covid-19 até setembro de 2021. A Cemig aderiu ao movimento, composto por diversas empresas, entidades e sociedades civis organizadas, que teve como objetivo adotar municípios, apoiando no fornecimento de insumos, logística e materiais para auxiliar no processo de vacinação. Entre as várias ações realizadas, a Cemig disponibilizou veículos e pessoal para contribuir com a iniciativa. No total foram 329 voluntários que disponibilizaram 1.391 horas auxiliando na aceleração da vacina.

Além das ações assistencialistas, a Cemig continua investindo em ações online de transformação social, projetos que beneficiam jovens de comunidades, alunos de escolas públicas e mulheres em situação de vulnerabilidade social de Minas Gerais.

Em 2021, o Programa de Voluntariado divulgou um total de 28 ações, entre elas, ações assistencialistas, informativas, doações de itens, doações financeiras, ações propostas pelos empregados e ações de transformação social. Participaram das ações como voluntários(as) 513 empregados, totalizando mais de 2.000 horas de atuação voluntária pela força de trabalho do Grupo Cemig.

Projetos culturais, esportivos e de saúde

A Cemig conta com uma política de patrocínio que visa evidenciar seu comprometimento com a realidade e com as demandas do ambiente nas localidades onde atua, contribuindo para o desenvolvimento e fortalecimento dos setores cultural, esportivo, educacional e social, em alinhamento com políticas públicas das comunidades onde está inserida.

Cultura

A Cemig é a empresa com maior investimento em cultura em Minas Gerais, com investimentos em 2021 de R\$2,6 milhões em 4 projetos culturais. Além de incentivar produtores e artistas, o apoio da Cemig traz benefícios diretos à população, que passa a ter acesso aos bens culturais de maneira mais segura e democrática.

Saúde

A Cemig GT investiu R\$636 mil na Apae, por meio de projetos de assistência à saúde por dois anos, os quais incluem fisioterapia e assistência continuada à população portadora de deficiência.

Em função da pandemia do Covid-19, a Cemig aderiu ao programa Unidos pela Vacina, movimento que reúne empresas, associações, ONGs e entidades da sociedade civil com a finalidade de tornar viável a vacinação de toda a população brasileira. A Cemig está doando a 426 cidades mineiras, insumos que ajudam na organização do processo de imunização, beneficiando cerca de 7 milhões de habitantes residentes nestes municípios. Os equipamentos doados foram câmaras frias, refrigeradores *frost free*, caixas térmicas de poliuretano e *freezers* horizontais, dentre outros.

Com a utilização dos veículos da Cemig, os voluntários também levaram técnicos de saúde das prefeituras para vacinar os idosos acamados e a população em zona rural e/ou locais de difícil acesso.

Esportes:

Para a comunidade, projetos de esporte geram benefícios de resgate social e cidadania, principalmente para crianças e adolescentes, ao estimular a prática de esportes e gerar a possibilidade de se tornarem atletas. Para a Cemig, projetos de esporte fortalecem sua imagem como empresa comprometida com o desenvolvimento de hábitos saudáveis, bem-estar e desenvolvimento das comunidades locais.

A Cemig lançou uma chamada pública em 2021 para selecionar projetos voltados à prática de esporte, aptos à captação de recursos via leis federal ou estadual de Incentivo ao Esporte. Foram recebidos 173 projetos ao todo (116 do edital federal e 57 do edital estadual) e destinados aproximadamente R\$2 milhões para os projetos mais bem avaliados.

Fundo do Idoso:

No contexto do aumento da longevidade e consequente maior representatividade na população das pessoas acima de 60 anos, a Cemig busca, por meio da destinação de recursos incentivados, viabilizar projetos de proteção e atendimento à pessoa idosa no estado de Minas Gerais, visando ampliação e melhoria das ações voltadas a essa população. Além disso, são prioridades para a Companhia também o apoio a propostas que viabilizem a estruturação dos Fundos Municipais e Estadual do Idoso do Estado, aprimorando as ações destinadas a este público.

Em 2021 foi lançado um edital de chamada pública visando selecionar os projetos de apoio ao idoso mais alinhados às diretrizes organizacionais. Foram recebidos 48 projetos e foi destinado aproximadamente R\$1,3 milhão para os projetos mais bem avaliados.

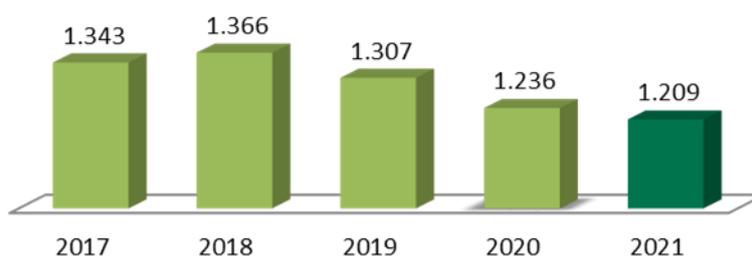
Recursos Humanos

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

Quadro de empregados

Diante da realidade imposta pelas atuais condições de regulação do setor de energia, a Companhia segue trabalhando em busca de mais eficiência e maior alinhamento com as referências do setor. A Companhia vem apresentando uma redução no quadro de empregados nos últimos 5 anos, passando de 1.343 empregados ao final do exercício de 2017 para 1.209 ao final do exercício de 2021, conforme apresentado no gráfico a seguir:

Quantidade de empregados



Em 2021, a Companhia viabilizou a admissão de 37 empregados. Essas admissões objetivaram o preenchimento de vagas do plano técnico-operacional-administrativo e universitário, recompondo o quadro da Companhia, principalmente em áreas essencialmente técnicas.

Foram realizadas também admissões para preenchimento de posições gerenciais nos casos em que o recrutamento externo se apresentou mais adequado. Houve uma alteração em nossa política de pessoal que passou a permitir a contratação de profissionais de mercado para posições gerenciais da Companhia, no limite de 40% dos cargos gerenciais. Importante ressaltar que a Companhia continuará a incentivar e priorizar o crescimento profissional dos seus empregados, valorizando a reconhecida capacidade técnica e comprometimento dos seus colaboradores.

UniverCemig

A Cemig investe continuamente na gestão do conhecimento devido às especificidades do setor elétrico e com o intuito de manter sua força de trabalho capacitada e atualizada.

Nesse contexto a universidade corporativa da Cemig (UniverCemig) é responsável por capacitar e desenvolver os empregados, por meio da construção de soluções educacionais, ministração de treinamentos próprios, contratação de treinamentos terceirizados no país e no exterior e gestão dos cursos de pós-graduação e idiomas. Além disso, a UniverCemig atua no mercado oferecendo treinamento para outras empresas, principalmente empresas prestadoras de serviços para a Cemig Distribuição.

Clima e Cultura Organizacional

Nos meses de junho e julho de 2021, a Cemig aplicou a Pesquisa de Engajamento e Clima, com o objetivo de conhecer os aspectos que evidenciam vínculo, conexão e engajamento, de forma a trazer objetividade a temas que possam vir a interferir no clima organizacional. Houve a participação de 63% do quadro de empregados próprios, obtendo o percentual de 63,9% de favorabilidade. Este resultado demonstra que ainda existem pontos importantes que precisam ser trabalhados para melhoria da percepção dos colaboradores.

Com o objetivo de identificar e promover uma nova cultura que possibilite o atendimento das necessidades e obtenção dos resultados organizacionais, a Cemig iniciou, em junho de 2020, o “Novas Energias”, programa de potencialização cultural, que busca o desenvolvimento de comportamentos que ainda não estão sedimentados, mas que são fundamentais para levar a Cemig a ter um modelo de gestão mais atual, com resultados mais sustentáveis e perenes. Foi realizado, em julho de 2020, o mapeamento cultural, que contou com a participação representativa dos empregados, sendo possível identificar os pontos fortes da Companhia e os principais desafios e metas a serem traçados nos próximos anos.

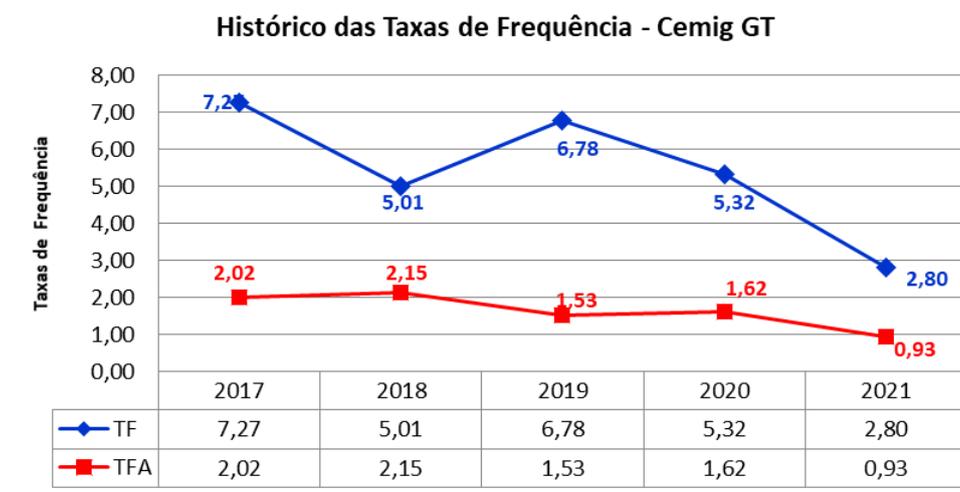
A partir deste diagnóstico, foram desenhados pacotes com práticas que visam desenvolver uma série de processos relacionados à gestão de pessoas, com o objetivo de alavancar os resultados alinhados ao fortalecimento da cultura desejada Cemig.

Saúde, Higiene e Segurança do Trabalho

Durante todo o ano de 2021 foram adotados pela força de trabalho os protocolos de saúde, baseados nos acompanhamentos da evolução da Covid-19 em todo o país.

O desafio de atuação permanente da área de saúde no monitoramento contínuo dos trabalhadores e a utilização do aplicativo, por meio do qual as informações são prestadas pelos mesmos, contribuíram de forma positiva para resguardar a saúde dos trabalhadores e seus familiares além de minimizar a transmissibilidade da doença no ambiente interno da Empresa.

Em relação aos indicadores corporativos acompanhados pelas Taxa Total de Frequência de Acidentados do Trabalho (TF) e Taxa de Frequência de Acidentados do Trabalho com Afastamento (TFA) apresentamos em 2021 os melhores índices dos últimos 5 anos.

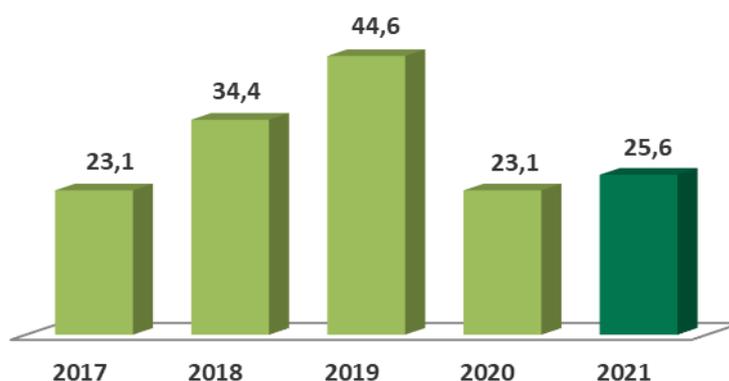


A Companhia vem ampliando as ações de saúde e segurança com foco na prevenção, além de intensificar campanhas educativas visando a conscientização dos colaboradores, cujo esforço tem proporcionado à Companhia atingir os menores patamares históricos desses indicadores.

Meio ambiente

Em 2021, a Companhia totalizou cerca de R\$23,1 milhões em recursos aplicados em meio ambiente, envolvendo gestão de resíduos, P&D, obrigações e melhorias ambientais. Os investimentos foram inferiores às médias históricas em função das limitações de execução durante o período da pandemia.

Recursos Aplicados em Meio Ambiente (R\$ milhões)



Recursos hídricos

A água é a principal matéria-prima para produção de eletricidade pela Companhia, utilizada com fins de acionamento de turbinas, sendo 100% retornada a seu curso sendo a gestão e a conservação da água assuntos relevantes para a Companhia, com a gestão baseada na sua Política de Recursos Hídricos.

O despacho da matriz hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional - SIN compete ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

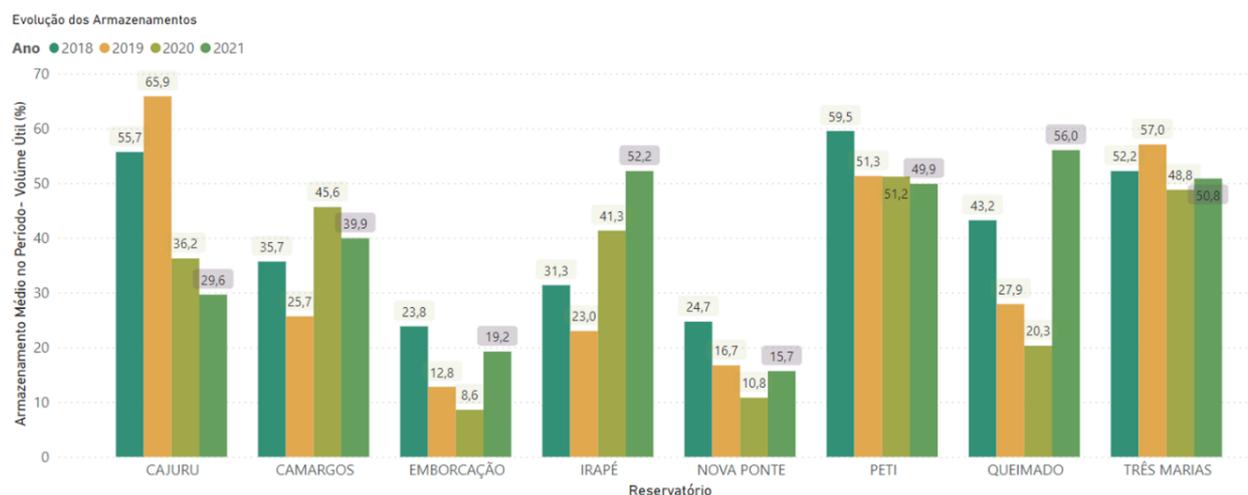
Em períodos de estiagem severa, como o atual, vividos desde 2013, o monitoramento e a previsão dos níveis dos reservatórios e o constante diálogo com o poder público, sociedade civil e usuários foram primordiais para a garantia de geração de energia, como também para os demais usos desse recurso.

A Cemig disponibiliza em seu *website* dados diários dos níveis de vários de seus reservatórios e no App. PROX, disponível para download nas plataformas iOS e Android.

O ano de 2021 foi caracterizado por um ano de crise hídrica, nos reservatórios das grandes hidrelétricas localizadas na região Centro-sul do país e as vazões assumiram patamares mínimos recordes, durante a estiagem, com uma ligeira recuperação no quarto trimestre do ano. Este regime de escassez provocou o deplecionamento de vários reservatórios do sudeste, dentro os quais cabe citar os reservatórios das usinas de Emborcação e Nova Ponte. Para este último, foi necessário intensificar as ações de gestão de usos múltiplos que se deu pela participação em audiências públicas conduzidas na ALMG e ONS, além de reuniões presenciais e ações em campo para monitoramento da ictiofauna.

No gráfico abaixo são apresentadas as informações de armazenamento dos principais reservatórios de acumulação da Cemig em dezembro de 2021, comparado com a mesma época de anos anteriores.

Disponibilidade Hídrica - Volume útil (% sobre total)



Segurança de barragens

O processo que visa garantir a segurança das barragens operadas e mantidas pela Cemig utiliza, em todas as suas etapas, uma metodologia respaldada nas melhores práticas nacionais e internacionais e legislação específica.

A vulnerabilidade de cada barragem é calculada automaticamente de forma contínua e monitorada por sistema especializado em segurança de barragens. Entre as atividades são feitas também revisões periódicas de segurança de barragem, que envolvem, além dos profissionais da Cemig, eventualmente equipe multidisciplinar de consultores externos. Nesta ocasião, todas as questões relacionadas à segurança das barragens são cuidadosamente verificadas por profissionais especializados.

A Cemig foi pioneira no Brasil na elaboração de planos de emergência (“PAE”) para ruptura de barragens, tendo iniciado os estudos do tema em 2003. Estão disponíveis, atualmente, planos de emergência específicos para cada barragem, contemplando os seguintes itens:

- Identificação e análise de possíveis situações de emergência;
- Procedimentos de identificação de mau funcionamento ou condições potenciais de ruptura;
- Procedimentos de notificação;
- Procedimentos preventivos e corretivos a serem adotados em situações de emergência;
- Responsabilidades e lista de contatos; e
- Divulgação, treinamento e atualização.

Em 2021, apesar das complicações da Pandemia Covid-19 no ano de 2021, a Cemig manteve sua política de estreitar o relacionamento com o público externo focado em emergências do Planos de Ação de Emergência - PAEs, especificamente, os COMPDECS - Coordenadorias Municipais de Proteção e de Defesa Civil. Também realizou videoconferências, treinamentos e workshops virtuais.

Trabalhou temas inseridos no tratamento da lei nº 12.334/2010 e Lei nº 14.066/2020) e Resolução Normativa da Aneel nº 696/2015, apresentando a estratégia de alerta/alarme e meios de comunicação em situações de emergência de rupturas de barragem que serão efetivadas junto às comunidades potencialmente afetadas em situação de emergência.

Os PAEs voltados ao público externo focam na apresentação do risco para eventos de ruptura de barragens e de inundações causadas por cheias ordinárias. A intenção é construir uma cultura de prontidão também para situações de cheias para as comunidades instaladas ao longo dos rios, onde estão as usinas da Cemig.

O ano de 2021, mesmo com as dificuldades apresentadas pela renovação das equipes das COMPDECS (ano pós-eleitoral), a atuação junto a estes organismos de defesa foi decisiva na estratégia de focar nas ações de integração dos PAEs de 42 barragens da empresa aos PLANCONS dos municípios diretamente envolvidos.

Ainda em 2021, foram realizadas cerca de 50 oficinas de trabalho virtuais para apresentação e discussão dos PAEs e uso do App PROX (Aplicativo de Gestão de Riscos). Foram também discutidas e executadas as ações listadas abaixo com foco na ZAS-Zona de Auto Salvamento, na região jusante das barragens:

1. Ação de cadastro de economias (telhados) e da população moradora permanente para 61 municípios,
2. Proposição de Rotas de Fuga e Pontos de Encontro para os 61 municípios,
3. Sinalização de Alerta (placas) implantada em 43 municípios.

A Cemig também atuou fortemente na continuidade do projeto de pesquisa que foca no desenvolvimento do DIN – Dispositivo Individual de Notificação, que consiste em um pequeno equipamento de alerta/alarme a ser colocado de maneira individual nas residências de moradores inseridos na mancha de inundação (ZAS), caracterizado por ser de longo alcance pouco consumo de energia e pode emitir alertas individualizados em áreas específicas e traz a corresponsabilidade da população em prol da cultura de resiliência e preparação à emergência.

Como informado, o “Programa Proximidade” disponibilizou o App. PROX, um App. móvel de Gestão de Riscos, de relacionamento com a população e com as COMPDECS. Além de informações hidrológicas e operativas de usinas da Cemig, o aplicativo é uma ferramenta de gestão de riscos, cadastro, notificação e alerta para emergências em barragens.

Em 2021 a Cemig também celebrou o Acordo de Cooperação Técnica para uso compartilhado do App. PROX, com o IBRAM-Instituto Brasileiro de Mineração e 11 empresas mineradoras associadas, visando o aumento da cobertura de segurança de outras populações sujeitas a emergências de barragens de mineração. Os ganhos esperados são o aumento da cobertura de segurança, tanto para situações com barragens, como também para várias outras situações de perigo (enchentes, queimadas, incêndios, deslizamentos etc.).

O grande diferencial da abordagem adotada pela Cemig é a inserção dos estudos para cenários de cheias naturais recorrentes, além dos cenários de ruptura, exigidos em lei. Isso provoca uma maior segurança às populações ribeirinhas desenvolvendo a resiliência das cidades a eventos naturais de inundação. Tais mapas foram utilizados pelas defesas civis municipais nas cheias vivenciadas nos municípios.

Gestão de resíduos

Em 2021, foram destinadas 1.218 toneladas de resíduos industriais: 95,86% desses resíduos foram alienados ou reciclados; 1,34% foram recuperados, e 2,81% foram coprocessados, enviados para tratamento ou dispostos em aterro industrial.

Devido à imprevisibilidade da quantidade de resíduos a serem gerados pela Cemig GT, uma vez que essa geração é consequência do desempenho do Sistema Elétrico, não há metas de redução de resíduos estipuladas pela Companhia. Apesar de serem empregadas técnicas modernas de operação e manutenção, objetivando a menor geração possível de resíduos, ainda assim, não é possível precisar o momento exato da desativação de alguns equipamentos ou componentes, já que sua gestão prevê uma utilização otimizada e que sua vida útil considera inúmeras variáveis que não dependem de gestão humana.

Como contribuições de melhorias ambientais, a Companhia reitera suas ações de consolidação de reciclagem e reuso destes materiais, bem como técnicas de destinação final ambientalmente adequadas.

Programas para a ictiofauna

A Cemig mantém o Programa Peixe Vivo, com a missão de minimizar o impacto sobre a ictiofauna, buscando soluções e tecnologias de manejo que integrem a geração de energia elétrica pela Cemig com a conservação das espécies de peixes nativas, promovendo o envolvimento da comunidade.

Desde sua criação, o programa atua em duas frentes, visando a preservação das populações de peixes e ,apoio à realização de projetos de pesquisa e formação de estratégias de proteção para evitar e prevenir a morte de peixes nas usinas hidrelétricas da Cemig.

Durante o ano de 2021, foram executados 5 projetos de pesquisa, com uso de recursos próprios e de P&D, bem como publicados 24 trabalhos (1 tese, 4 dissertações, 2 monografias, 4 resumos científicos e 13 artigos científicos) relacionados aos projetos ou ações do Programa Peixe Vivo.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Administração da Companhia é grata ao Governo do Estado de Minas, nosso acionista majoritário, pela confiança e apoio constantemente manifestados durante o ano e da mesma forma aos nossos demais acionistas. Estende também os agradecimentos às comunidades servidas pela Companhia, as demais partes interessadas e, em especial, à dedicação de seu qualificado corpo de empregados.

COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS, DO COMITÊ DE AUDITORIA E DA DIRETORIA

COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA	
NOME	CARGO
Reynaldo Passanezi Filho	Diretor Presidente
Dimas Costa	Diretor Cemig Comercialização
Leonardo George de Magalhães	Diretor de Finanças e Relações com Investidores
Thadeu Carneiro da Silva	Diretor Cemig Geração e Transmissão
Maurício Dall'Agnese	Diretor Cemigpar
Marney Tadeu Antunes	Diretor sem denominação específica
Eduardo Soares	Diretor de Regulação e Jurídico

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
NOMES	
Márcio Luiz Simões Utsch	
Jaime Leôncio Singer	
Marcus Leonardo Silberman	
José Reinaldo Magalhães	
Afonso Henriques Moreira Santos	
José João Abdalla Filho	
Marcelo Gasparino da Silva	
Paulo César de Souza e Silva	
Franklin Moreira Gonçalves	

CONSELHO FISCAL	
MEMBROS EFETIVOS	MEMBROS SUPLENTE
Gustavo de Oliveira Barbosa	Igor Mascarenhas Eto
Fernando Scharlack Marcato	Julia Figueiredo Goytacaz Sant'Anna
Elizabeth Jucá e Mello Jacometti	Fernando Passalio de Avelar
Michele da Silva Gonsales Torres	Ronaldo Dias
Cláudio Morais Machado	Carlos Roberto de Albuquerque Sá

COMITÊ DE AUDITORIA	
NOMES	
Pedro Carlos de Mello (Coordenador e Especialista Financeiro)	
Márcio de Lima Leite	
Roberto Tommasetti	
Afonso Henriques Moreira Santos	

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Superintendência de Relações com Investidores

Telefones: (31) 3506-5024 – 3506-5028

Fax: (31) 3506-5025 – 3506-5026

Endereço eletrônico

Site: www.cemig.com.br

E-Mail: ri@cemig.com.br

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 31 DE DEZEMBRO DE 2020

ATIVO

(Em milhares de reais)

	Nota	2021	2020
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5	86.064	290.995
Consumidores e revendedores	7	352.519	347.166
Concessionários - transporte de energia	7	293.224	561.480
Serviços em curso		98.078	102.635
Tributos compensáveis	8a	27.921	339.018
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8c	650.523	465.246
Almoxarifado operacional		2.867	2.620
Investimentos temporários	6	623.973	908.022
Indenização a receber	13	52.174	135.890
Despesas pagas antecipadamente		1.443	12.725
Dividendos a receber	12	280.204	117.404
Instrumentos financeiros derivativos	27	-	522.579
Outros ativos circulantes		61.866	65.825
TOTAL DO CIRCULANTE		2.530.856	3.871.605
Ativos de operações descontinuadas			
Bens destinados à alienação		4.369	5.408
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores	7	715	2.872
Tributos compensáveis	8a	27.614	23.851
Tributos diferidos	9	189.337	-
Depósitos judiciais e cauções	11	152.759	151.838
Investimentos temporários	6	127.128	199.928
Serviços em curso		66.823	45.100
Bens e direitos para uso futuro		269	269
Indenização a receber	13	696.530	522.533
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	27	1.219.176	2.426.351
Outros ativos não circulantes		61.815	57.387
Investimentos	12	7.412.251	7.187.862
Imobilizado	13	3.655.576	3.730.031
Intangível	13	798.768	51.525
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		14.408.761	14.399.547
ATIVO TOTAL		16.943.986	18.276.560

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 31 DE DEZEMBRO DE 2020

PASSIVO

(Em milhares de reais)

	Nota	2021	2020
CIRCULANTE			
Fornecedores	14	334.379	392.574
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	470.536	733.520
Obrigações sociais e trabalhistas		89.158	78.452
Benefício pós-emprego	18	75.257	66.206
Tributos	15	74.255	85.265
Encargos setoriais	17	198.130	263.507
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio	21	799.947	891.998
Opções de venda - SAAG	27	636.292	536.155
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	27	6.130	-
Outros passivos circulantes		294.071	134.170
TOTAL DO CIRCULANTE		2.978.155	3.181.847
NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	5.558.924	8.120.901
Benefício pós-emprego	18	1.231.957	1.391.479
Tributos diferidos	9	-	89.266
Provisão para litígios	19	437.772	418.261
Encargos setoriais	17	66.823	92.846
Outros passivos não circulantes		27.358	24.798
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	20	156.408	161.030
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		7.479.242	10.298.581
TOTAL DO PASSIVO		10.457.397	13.480.428
Patrimônio líquido			
Capital social	21	4.123.724	4.000.000
Ajustes de avaliação patrimonial		(327.689)	(321.703)
Reservas de lucros		1.340.554	1.117.835
Adiantamento para futuro aumento de capital		1.350.000	-
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		6.486.589	4.796.132
TOTAL PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		16.943.986	18.276.560

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

(Em milhares de reais)

	Nota	2021	2020
RECEITA	22	8.218.359	7.894.927
Fornecimento de energia elétrica		4.635.712	3.649.265
Suprimento de energia elétrica		2.116.972	2.930.139
Energia elétrica de curto prazo		278.347	105.327
Disponibilização do sistema de transmissão		1.187.328	1.210.196
TRIBUTOS	22c	(1.347.598)	(1.196.506)
ICMS		(640.069)	(521.568)
PIS-PASEP		(126.207)	(120.388)
COFINS		(581.319)	(554.519)
ISS		(3)	(31)
ENCARGOS	22c	(371.492)	(361.378)
Pesquisa e desenvolvimento – P&D		(19.018)	(26.420)
Reserva global de reversão – RGR		(12.210)	(13.000)
Conta de desenvolvimento econômico – CDE		(242.683)	(233.998)
CDE sobre P&D		(3.777)	-
Comp.financ.util.rec.hídricos – CFURH		(19.830)	(40.546)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica – TFSEE		(8.241)	(8.882)
Proinfa		(65.733)	(38.532)
RECEITA LÍQUIDA		6.499.269	6.337.043
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS		(4.494.182)	(4.052.204)
Energia elétrica comprada para revenda	23	(4.337.918)	(3.905.833)
Encargos de transmissão e conexão		(156.264)	(146.371)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		2.005.087	2.284.839
CUSTOS GERENCIÁVEIS		(827.230)	(850.561)
Pessoal e administradores	24a	(326.016)	(416.538)
Materiais		(13.723)	(9.951)
Serviços de terceiros	24b	(129.025)	(117.903)
Arrendamentos e aluguéis		(12.035)	(18.234)
Seguros		(11.910)	(10.465)
Doações, contribuições e subvenções		(6.047)	(163)
Provisões	24c	(146.843)	(88.004)
Provisão para perda na alienação de bens e direito		17.653	2.884
Perdas na alienação de bens e direitos		(11.095)	(1.601)
Perdas em investimentos		(40.071)	-
Obrigações derivadas de contratos de investimentos		(11.121)	(9.289)
(-) Recuperação de despesas		268	283
Tributos		(5.903)	(1.135)
Depreciação e amortização		(326.093)	(267.733)
Gastos diversos		(34.775)	(16.952)
Outras receitas - indenização da transmissão		176.595	51.280
Outras receitas operacionais		52.911	52.960
RESULTADO DA ATIVIDADE		1.177.857	1.434.278
Repactuação do risco hidrológico – Lei 14.052/20	13	805.613	-
Equivalência patrimonial		670.629	367.778
Equivalência patrimonial	12	670.629	353.953
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos	12	-	13.825
Resultado financeiro	25	(2.171.693)	(884.158)
Receitas financeiras		106.491	1.864.996
Despesas financeiras		(2.278.184)	(2.749.154)
Resultado antes dos impostos		482.406	917.898
Imposto de renda e contribuição social	10	160.802	(122.786)
Lucro líquido do exercício		643.208	795.112

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

(Em milhares de reais)

	2021	2020
RESULTADO DO EXERCÍCIO	643.208	795.112
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado em exercícios subsequentes		
Previdência privada – superávit (déficit) atuarial	72.061	520
Efeito de imposto de renda sobre superávit (déficit) atuarial	(24.500)	(177)
Ajustes de avaliação patrimonial – Base de Remuneração Regulatória (BRR)	8.182	259.879
Imposto de renda e contribuição social sobre ajustes de avaliação patrimonial – Base de Remuneração Regulatória	(2.782)	(88.359)
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos	52.961	171.863
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	696.169	966.975

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

(Em milhares de reais, exceto resultado por ação)

	Capital social	Adiantament o para futuro aumento de Capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes		Lucros (prejuízos) acumulados	Total
				Reserva de reavaliação	Ganhos e perdas atuariais		
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019	2.600.000	-	2.539.060	196.137	(627.665)	-	4.707.532
Resultado do exercício	-	-	-	-	-	795.112	795.112
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	-	-	343	-	343
Ajustes de avaliação patrimonial – Base de Remuneração Regulatória – BRR	-	-	-	171.520	-	-	171.520
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	171.520	343	795.112	966.975
Aumento de capital	1.400.000	-	(1.400.000)	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	52.733	-	-	(52.733)	-
Dividendos Estatutários	-	-	-	-	-	(336.348)	(336.348)
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(225.200)	(225.200)
Reserva de incentivos fiscais	-	-	877	-	-	(877)	-
Realização reserva de ajustes de avaliação patrimonial - BRR	-	-	-	(62.038)	-	62.038	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	241.992	-	-	(241.992)	-
Ajustes de diferenças de práticas contábeis	-	-	(316.827)	-	-	-	(316.827)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020	4.000.000	-	1.117.835	305.619	(627.322)	-	4.796.132
Resultado do exercício	-	-	-	-	-	643.208	643.208
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	-	-	47.561	-	47.561
Ajustes de avaliação patrimonial – Base de Remuneração Regulatória – BRR	-	-	-	5.400	-	-	5.400
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	5.400	47.561	643.208	696.169
Reclassificação de perdas atuariais	-	-	-	-	8.988	(8.988)	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	1.350.000	-	-	-	-	1.350.000
Aumento de capital	123.724	-	-	-	-	-	123.724
Reserva legal	-	-	43.572	-	-	(43.572)	-
Dividendos Estatutários	-	-	-	-	-	(187.974)	(187.974)
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(291.462)	(291.462)
Reserva de retenção de lucros	-	-	179.147	-	-	(179.147)	-
Realização reserva de ajustes de avaliação patrimonial - BRR	-	-	-	(67.935)	-	67.935	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021	4.123.724	1.350.000	1.340.554	243.084	(570.773)	-	6.486.589

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

(Em milhares de Reais)

	Nota	2021	2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado do exercício		643.208	795.112
Ajustes por:			
Depreciação e amortização		326.093	267.733
Baixas de valor residual líquido de Imobilizado e Intangível		5.692	(12.908)
Repactuação do risco hidrológico – Lei 14.052/20	13	(805.613)	-
Indenização da transmissão		(176.595)	(51.280)
Equivalência patrimonial	12	(670.629)	(353.953)
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos	12	-	(13.825)
Ágio na recompra de eurobonds	16	491.037	-
Juros e variações monetárias		843.563	954.609
Variação cambial de empréstimos e financiamentos	16	353.950	1.749.000
Amortização do custo de transação de empréstimos e financiamentos	16	16.359	12.095
Imposto de renda e contribuição social	10	(305.885)	127.533
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS		(2.504)	(11.019)
Provisões para perdas operacionais, líquidas	24c	46.706	34.690
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (Swap)	27	537.976	(1.752.688)
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	27	100.137	53.314
Benefícios pós-emprego	18	16.115	105.802
Outros		148.703	58.466
		1.568.313	1.962.681
(Aumento) redução de ativos			
Consumidores e revendedores		(16.609)	(9.723)
Tributos compensáveis		(953)	11.034
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		46.872	(21.479)
Transporte de energia		268.256	105.793
Depósitos judiciais e cauções		2.762	201.981
Dividendos recebidos	12	699.131	603.979
Outros		23.040	68.348
		1.022.499	959.933
Aumento (redução) de passivos			
Fornecedores setoriais		(56.621)	(4.239)
Fornecedores demais		(1.574)	496
Tributos e contribuição social		121.983	108.569
IR e contribuição social a pagar	10	145.083	(4.747)
Salários e encargos sociais		6.505	1.102
Encargos setoriais		(91.400)	10.997
Benefícios pós-emprego	18	(94.525)	(82.484)
Outros		(6.640)	(21.604)
		22.811	8.090
Caixa gerado pelas atividades operacionais			
Imposto de renda e contribuição social pagos		(201.100)	-
Juros pagos	16	(1.235.630)	(793.214)
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos (Swap)		1.021.776	418.731
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		2.198.669	2.556.221
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Em investimentos	12	(101.755)	(151.826)
No imobilizado	13	(261.871)	(210.476)
No intangível	13	(1.775)	(3.055)
Em investimentos temporários		356.849	(968.440)
CAIXA LÍQUIDO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(8.552)	(1.333.797)

	Nota	2021	2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Juros sobre capital próprio e dividendos	21d	(527.768)	(417.539)
Pagamentos de empréstimos	16	(3.217.280)	(650.098)
Adiantamento para futuro aumento de capital	21	1.350.000	-
CAIXA LÍQUIDO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(2.395.048)	(1.067.637)
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA			
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5	290.995	136.208
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5	86.064	290.995

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

a) A Companhia

A Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia”, “Cemig GT” ou “Cemig Geração e Transmissão”) é uma sociedade anônima de capital aberto, inscrita no CNPJ nº 06.981.176/0001-58, subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais (“Cemig”), constituída em 8 de setembro de 2004 e com início das suas operações a partir de 1º de janeiro de 2005, como resultado do processo de desmembramento das atividades da Cemig. Suas ações não são negociadas em bolsa de valores. A Companhia é uma entidade domiciliada no Brasil, na cidade de Belo Horizonte, Minas Gerais.

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

A Companhia possui participação societária nas seguintes controladas, controladas em conjunto e coligadas, cujos objetivos principais são a construção e a operação de sistemas de produção e comercialização de energia elétrica (informações em MW não auditadas pelos auditores independentes):

Investimentos	Classificação	Descrição
CONTROLADAS EM CONJUNTO:		
Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (“Cachoeirão”)	Controlada em conjunto	Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, por meio da Usina Hidrelétrica Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais.
Baguari Energia S.A. (“Baguari Energia”)	Controlada em conjunto	Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia - 49,00% e Baguari I – subsidiária integral da Neenergia - 51,00%), localizada no Rio Doce, em Governador Valadares, no Estado de Minas Gerais.
Hidrelétrica Pipoca S.A. (“Pipoca”)	Controlada em conjunto	Produção independente de energia elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais.
LightGer S.A. (“LightGer”) (1)	Controlada em conjunto	Produção independente de energia elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Paracambi, localizada no rio Ribeirão das Lages no município de Paracambi, Estado do Rio de Janeiro.
Retiro Baixo Energética S.A. (“RBE”)	Controlada em conjunto	A RBE é titular da concessão de exploração da Usina Hidrelétrica de Retiro Baixo, localizada no rio Paraopeba, na bacia do rio São Francisco, entre os municípios de Curvelo e Pompeu, Estado de Minas Gerais.
Aliança Norte Energia Participações S.A. (“Aliança Norte”)	Controlada em conjunto	Sociedade de Propósito Específico (SPE), constituída pela Companhia, que detém 49,00% de participação, e a Vale S.A., que detém os 51,00% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9,00%, na Norte Energia S.A. (“NESA”), empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“UHE Belo Monte”), no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará.
Amazônia Energia Participações S.A. (“Amazônia Energia”)	Controlada em conjunto	Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada pela Companhia, que detém 74,50% de participação, e a Light, que detém os 25,50% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9,77% na Norte

Investimentos	Classificação	Descrição
		Energia S.A. (“NESA”), empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“UHE Belo Monte”), no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará.
Aliança Geração de Energia S.A. (“Aliança”)	Controlada em conjunto	Sociedade por ações de capital fechado, criada pela Companhia e Vale S.A. para se tornar uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pelas partes em consórcios de geração, e investimentos em futuros projetos de geração de energia elétrica. As duas partes subscreveram suas ações na empresa, na forma de suas participações nos seguintes ativos de geração: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I e II, Aimorés e Candonga. Posteriormente, foi adicionado ao portfólio o Parque Eólico Santo Inácio, que entrou em operação em dezembro de 2017. Com esses ativos, a controlada tem uma capacidade instalada de geração hidrelétrica de 1.158,34 MW (660,94 MW médios de garantia física) e uma capacidade instalada de geração eólica de 98,70 MW (46,00 MW-médios de garantia física). A Vale e a Companhia, detêm 55,00% e 45,00% do capital total, respectivamente.
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. (“UHE Itaocara”)	Controlada em conjunto	Sociedade anônima, o Consórcio UHE Itaocara, formado pelas empresas Cemig GT e Itaocara Energia (grupo Light), é responsável pela construção da Usina Hidrelétrica Itaocara I (UHE Itaocara I).
Guanhães Energia S.A. (“Guanhães Energia”) (1)	Controlada em conjunto	Produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas Dolores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dolores de Guanhães; e Fortuna II, localizada no Município de Virgínoópolis. Todas no Estado de Minas Gerais.
COLIGADAS		
Madeira Energia S.A. (“Madeira”)	Coligada	Implementação, construção, operação e exploração da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio por meio da seguinte Sociedade, por ela, controlada: Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia.
CONTROLADAS		
Cemig Geração Três Marias S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Três Marias, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 396 MW (*) de potência instalada e 239 MW (*) médios de garantia física, dos quais 70% estão no regime de cotas e 30% são de livre comercialização.
Cemig Geração Salto Grande S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Salto Grande, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 102 MW (*) de potência instalada e 75 MW (*) médios de garantia física, dos quais 70% estão no regime de cotas e 30% são de livre comercialização.
Cemig Geração Camargos S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Camargos, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 46 MW (*) de potência instalada e 21 MW (*) médios de garantia física, dos quais 70% estão no regime de cotas e 30% são de livre comercialização.
Cemig Geração Itutinga S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Itutinga, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 52 MW (*) de potência instalada e 28 MW (*) médios de garantia física, dos quais 70% estão no regime de cotas e 30% são de livre comercialização.
Cemig Geração Leste S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração das PCHs Dona Rita, Sinceridade, Neblina, Ervália, Tronqueiras e Peti, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A Cemig Geração Leste (PCHs Dona Rita, Sinceridade, Neblina, Ervália, Tronqueiras e Peti) possui 35,16 MW (*) de potência instalada e 18,64 MW (*) médios de garantia física, dos quais 70% estão no regime de cotas e 30% são de livre comercialização.
Cemig Geração Oeste S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração das PCHs Gafanhoto, Cajuru e Martins, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A Cemig Geração Oeste (PCHs Gafanhoto, Cajuru e Martins) possui 28,90 MW (*) de potência instalada e 11,21 MW (*) médios de garantia física, dos quais 70% estão no regime de cotas e 30% são de livre comercialização.
Cemig Geração Sul S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração das PCHs Coronel Domiciano, Marmelos, Joasal, Paciência e Piau, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A Cemig Geração Sul (PCHs Coronel Domiciano, Marmelos, Joasal, Paciência e Piau) possui 39,53 MW de potência instalada e 27,42 MW (*) médios de garantia física, dos quais 70% estão no regime de cotas e 30% são de livre comercialização.
Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (“Central Eólica Praias de Parajuru”)	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Beberibe, no Estado do Ceará.
Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Central Eólica Volta do Rio”)	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica por meio da Usina Eólica localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará.
Sá Carvalho S.A. (“Sá Carvalho”)	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica, como Concessionária do serviço público de energia elétrica, por meio da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho.
Horizontes Energia S.A. (“Horizontes”)	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, por meio das Usinas Hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina, além da comercialização de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”).
Rosal Energia S.A. (“Rosal”)	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, por meio da Usina Hidrelétrica Rosal, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.
Cemig PCH S.A. (“PCH”)	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, por meio da Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim.
Empresa de Serviços e Comercialização de Energia Elétrica S.A.	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, em futuros empreendimentos.

Investimentos	Classificação	Descrição
Cemig Geração Poço Fundo S.A. ("Poço Fundo")	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, por meio da usina hidrelétrica Poço Fundo, localizada no Rio Machado, no município de Poço Fundo, no estado de Minas Gerais. Em 2021 tiveram início as obras de ampliação da potência instalada da usina para 30 MW, com a previsão de entrada em operação das duas unidades geradoras até abril de 2022.
Cemig Trading S.A. ("Cemig Trading")	Controlada	Comercialização e intermediação de negócios relacionados à energia.
Cemig Baguari Energia S.A. ("Cemig Baguari")	Controlada	Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente e a participação em outras sociedades ou consórcios que tenham por finalidade a produção e a comercialização de energia elétrica, em futuros empreendimentos.
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas ("Centroeste") (2)	Controlada	Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado - LT Furnas – Pimenta.
CONTROLADA EM CONJUNTO MANTIDA PARA VENDA		
Renova Energia S.A. ("Renova Energia") – Em recuperação judicial (3)	Controlada em conjunto	Sociedade de capital aberto, que atua no desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes renováveis - eólica, pequenas centrais hidrelétricas ("PCHs") e solar, e na comercialização de energia a atividades relacionadas e atualmente em recuperação judicial

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

- Em 09 de dezembro de 2021, a Light informou ao mercado que assinou com a Brasal Energia S.A. o contrato (CCVA) para venda de sua participação societária em Guanhães e Lightger, sujeito às condições precedentes usuais nesse tipo de transação. A Brasal Energia S.A. fará adesão integral ao acordo de acionistas vigente para essas investidas.
- Em 24 de novembro de 2021, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de seu capital social, realizado pela Cemig (controladora da Companhia) por meio de aporte do investimento detido na Centroeste, concretizando a reestruturação societária autorizada pelo Conselho de Administração da Cemig em 12 de fevereiro de 2021. Mais detalhes na nota explicativa nº 12.
- Em 11 de novembro de 2021, a Companhia celebrou instrumento de Compra e Venda de Ações, Cessão Onerosa de Créditos e Outras Avenças para alienação da totalidade de sua participação detida no capital social da Renova Energia S.A. e para a cessão onerosa da totalidade dos créditos detidos pela Companhia junto a esta investida. Assim, o investimento foi classificado para ativo não circulante mantido para venda. Para mais informações, ver nota explicativa nº 28.

Com base nos fatos e circunstâncias existentes nesta data, a Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que suas operações têm capacidade de geração de recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

b) Covid-19

Contexto geral

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou como pandemia a situação de disseminação do Covid-19, reforçando as recomendações de medidas restritivas como estratégia de combate ao vírus, em nível mundial. Essas medidas, consubstanciadas, principalmente, no distanciamento social, impactaram negativamente muitas entidades, afetando seus processos de produção, interrompendo suas cadeias de suprimentos, causando escassez de mão-de-obra e fechamento de lojas e instalações, exigindo o desenvolvimento de medidas para enfretamento e redução dos efeitos da crise econômica causada pela pandemia.

A Cemig criou em 23 de março de 2020, o Comitê Diretor de Gestão da Crise do Coronavírus, com o objetivo de garantir maior agilidade na tomada de decisões tendo em vista a rápida evolução do cenário, que tem se tornado mais abrangente, complexo e sistêmico.

Em linha com as recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS) e do Ministério da Saúde, visando contribuir com os esforços da população e das autoridades brasileiras para mitigar os riscos de propagação da doença, a Companhia implementou um plano de contingência operacional e uma série de medidas preventivas para manter a saúde e segurança da sua força de trabalho, incluindo: realização diária de contato “in loco” com as equipes em serviço por técnicos de Segurança e de Enfermagem, integração diária com o serviço social das contratadas para monitoramento da evolução de casos suspeitos, alteração e escalonamento de horários para reduzir aglomerações, restrição a viagens nacionais e internacionais, uso de meios remotos de comunicação, adoção de home-office para uma parcela relevante dos empregados, com retorno gradual até janeiro de 2022, distribuição de máscaras para os colaboradores que estão em atividades em suas instalações ou em atendimento externo e exigência do mesmo procedimento para as empresas contratadas.

Desde o início da pandemia, no intuito de minimizar a queda na liquidez dos consumidores livres, a Companhia vem estabelecendo negociações para recebimento em parcelas dos valores devidos, garantindo o valor presente dos créditos. Da mesma forma, tem realizado negociações com os seus fornecedores de energia elétrica para diferimento dos pagamentos, garantindo a preservação da liquidez da Companhia.

Impacto nas demonstrações contábeis regulatórias

Desde março de 2020, a Companhia está acompanhando os impactos da pandemia do Covid-19 em seus negócios e mercado de atuação, com a implementação de uma série de medidas para preservar a saúde de seus empregados e apoiar na prevenção do novo Coronavírus em suas áreas operacionais e administrativas. As iniciativas estão alinhadas às recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS) e do Ministério da Saúde e visam contribuir com os esforços da população e das autoridades brasileiras para mitigar os riscos de propagação da doença.

No cenário desafiador causado pela pandemia, a Cemig tem mostrado resiliência e sustentabilidade das suas operações, viabilizando o fornecimento de energia com qualidade para a sociedade, garantindo o atendimento sem interrupção aos hospitais e demais serviços públicos. Por ser uma empresa integrada, com diversificação de negócios nos setores de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, a Cemig mantém sua solidez, com estabilidade nos resultados financeiros e redução de riscos no enfrentamento de cenários adversos.

Em 31 de dezembro de 2021, a partir da observação dos efeitos econômicos da pandemia, a Companhia avaliou as premissas utilizadas para cálculo do valor justo e valor recuperável de seus ativos financeiros e não financeiros, sendo os principais impactos descritos a seguir:

- A Companhia avaliou se a maior pressão nas taxas de câmbio combinada à ausência de liquidez no mercado financeiro terá impacto negativo na dívida e no instrumento financeiro derivativo contratado para proteger as suas operações dos riscos advindos da variação da moeda estrangeira. Diante das condições de mercado atuais, a exposição à variação cambial do principal da dívida e a variação no valor justo do instrumento derivativo, que considera projeções futuras de taxa cambial e juros, bem como as liquidações semestrais do “swap”, gerou uma despesa financeira líquida de R\$892 milhões no exercício de 2021. As projeções de longo prazo indicam uma depreciação do dólar em relação à cotação atual, que, caso venha a se confirmar, representará uma diminuição nas despesas de variação cambial da Companhia. Buscando a gestão prudente dos seus passivos e a redução do risco de liquidez e de exposição ao dólar, em 05 de agosto de 2021, a Companhia liquidou a oferta de aquisição em dinheiro (“Tender Offer”) de títulos de dívida no mercado externo de sua emissão, com vencimento em 2024, remunerados a 9,25% ao ano, no montante principal de US\$500 milhões. Adicionalmente, em 07 e 08 de junho de 2021, foi realizado o desfazimento parcial dos instrumentos financeiros derivativos contratados, no volume de US\$500 milhões, apurando-se, em favor da Companhia o valor de R\$774 milhões. Para mais informações, ver nota explicativa nº 27 (b);
- Na mensuração da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, a Companhia implementou negociações com seus consumidores, o que permitiu que o impacto da retração econômica sobre a inadimplência dos grandes consumidores livres não fosse relevante;
- As premissas utilizadas pela Companhia na determinação do valor recuperável de seus investimentos relevantes em controladas, controladas em conjunto e coligadas não foram influenciadas significativamente pela pandemia Covid-19, uma vez que os fluxos de caixa destas investidas são majoritariamente advindos da exploração econômica de longo prazo de direitos de operação comercial de atividade regulada. Portanto, não foram registrados ajustes para redução ao valor recuperável das suas investidas controladas, coligadas e controladas em conjunto, em razão do atual cenário econômico;
- Apesar das incertezas relacionadas aos desdobramentos da crise no longo prazo, a Companhia não tem a expectativa que os efeitos negativos sobre as projeções possam comprometer a viabilidade de realização de seus ativos fiscais diferidos;
- A Companhia avaliou o comportamento das taxas de juros e de desconto que são base para o cálculo das Obrigações Pós-Emprego, e entendeu que estas não são afetadas de forma relevante por questões conjunturais de curto e médio prazos, uma vez que as principais premissas utilizadas são de longo prazo; e
- A Administração da Companhia efetuou a análise de sensibilidade do valor justo de ativos e passivos financeiros refletindo as condições e taxas atuais de mercado projetadas cujos impactos estão apresentados na nota explicativa nº 27.

Os impactos da pandemia Covid-19 divulgados nessas demonstrações contábeis regulatórias foram baseados nas melhores estimativas da Companhia e não se espera impactos significativos da pandemia no longo prazo.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Declaração de Conformidade

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Essas demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das Demonstrações Financeiras Societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. As demonstrações contábeis regulatórias não são apresentadas em bases consolidadas, uma vez que não há base legal para que todas as investidas da concessionária estejam sujeitas às políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE. Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. A nota explicativa nº 33 apresenta uma reconciliação entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatórios financeiros - IFRS, para melhor entendimento do leitor.

A Diretoria Executiva da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias em 29 de abril de 2022.

2.2 Bases de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros e ativos mantidos para venda, mensurados pelos seus valores justos e pelos seus valores justos menos despesas com vendas, de acordo com as normas aplicáveis, conforme detalhado nas notas explicativas nº 27 e 28, respectivamente.

2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da Companhia, foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional da Companhia pela taxa de câmbio na data base dos balanços. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas e despesas financeiras no resultado.

2.4 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

Estimativas e premissas, apoiadas em fatores objetivos e subjetivos com base no julgamento da Administração, são revistas de uma maneira contínua, utilizando como referência a experiência histórica e também alterações relevantes de cenário que possam afetar a situação patrimonial e o resultado da Companhia nos itens aplicáveis. Revisões com relação as estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que estas são revisadas e em quaisquer exercícios futuros afetados.

As principais estimativas e julgamentos relacionados às demonstrações contábeis regulatórias referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Nota 7 – Ajuste para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa;
- Nota 9 – Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Nota 10 – Imposto de renda e contribuição social;
- Nota 12 – Provisão para perdas com investimentos;
- Nota 13 – Vidas úteis de ativos;
- Nota 18 – Benefícios pós-emprego;
- Nota 19 – Provisões para litígios;
- Nota 22 – Fornecimento não faturado de energia elétrica;
- Nota 27 – Mensuração de instrumentos financeiros e mensuração pelo valor justo;
- Nota 28 - Mensuração a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis regulatórias devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas pelo menos anualmente.

2.5 Principais práticas contábeis regulatórias

As principais práticas contábeis utilizadas são as mesmas apresentadas na nota explicativa nº 2.8 das demonstrações financeiras societárias, exceto quanto ao que estabelecem as normas a seguir:

a) Imobilizado no segmento de transmissão

Os bens do ativo imobilizado são avaliados pelo Valor Novo de Reposição – VNR e deduzidos da depreciação acumulada. A depreciação é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas na Resolução 674/15, Manual de Controle Patrimonial vigente emitido pelo Órgão Regulador, que refletem a vida útil estimada dos bens, para os ativos relacionados às atividades de transmissão de energia elétrica.

Os ativos não depreciados até o final da concessão serão revertidos para o Poder Concedente com a indenização dessa parcela não depreciada. Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo imobilizado são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos no resultado no momento do encerramento das ordens de desativação e de alienação.

Nas demonstrações financeiras societárias, os saldos do Imobilizado, referente aos ativos de transmissão, são registrados no ativo de contrato, sendo reclassificados para o Imobilizado para fins das demonstrações contábeis regulatórias. Os valores correspondentes à depreciação nas demonstrações contábeis regulatórias não são reconhecidos nas demonstrações financeiras societárias. Nas demonstrações societárias a realização do ativo do contrato ocorre no recebimento da receita.

b) Ativo intangível no segmento de transmissão

Os ativos intangíveis compreendem, principalmente, os ativos referentes à servidão. São mensurados pelo Valor Novo de Reposição - VNR, menos as despesas de amortização. A amortização, quando aplicável, é calculada pelo método linear.

c) Imobilizado no segmento de geração

Os bens do ativo imobilizado são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, incluindo encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada. A depreciação é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas na Resolução 674/15, Manual de Controle Patrimonial vigente emitido pelo Órgão Regulador, que refletem a vida útil estimada dos bens, para os ativos relacionados às atividades de geração de energia elétrica, ajustadas em determinadas situações ao prazo dos contratos de concessão aos quais se referem.

As principais taxas estão demonstradas na nota explicativa nº 13 das demonstrações contábeis regulatórias. Os ativos não depreciados até o final da concessão serão revertidos para o Poder Concedente com a indenização dessa parcela não depreciada, nos contratos de concessão com esta previsão. Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo imobilizado são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos nas demonstrações do resultado no momento do encerramento das ordens de desativação e de alienação.

d) Ativo intangível no segmento de geração

Os ativos intangíveis compreendem, principalmente, os ativos referentes à servidão. São mensurados pelo custo incorrido na data da sua aquisição ou formação, menos as despesas de amortização, que quando aplicável é calculada pelo método linear.

e) Obrigações especiais vinculadas à concessão

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

Nas demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são registradas como redutoras do ativo imobilizado.

f) Reserva de reavaliação:

Realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

Para fins da contabilidade societária, a Lei 11.638/2007 permitiu a manutenção dos saldos de reservas de reavaliação existentes em 31 de dezembro de 2007 até a sua efetiva realização. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela Aneel.

g) Segmentos operacionais:

Nas demonstrações contábeis regulatórias são apresentados os segmentos de geração, transmissão e atividade não vinculada em conformidade ao previsto no Manual de Contabilidade do Setor de Energia Elétrica.

Nas demonstrações financeiras societárias consolidadas são apresentados os segmentos de geração, transmissão, comercialização, participações e transações intersegmentos, os quais refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados.

Práticas emitidas, mas ainda não vigentes

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo o documento denominado de Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, aprovado em 17 de setembro de 2021, por meio do Despacho 2.904. Tal documento contém o plano de contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas, financeiras e socioambientais, tendo resultado em importantes alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis, às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2022.

3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES

A Companhia, incluindo suas subsidiárias integrais e as participações em consórcio, detém junto à Aneel, as seguintes concessões e autorizações:

	Empresa detentora da concessão/autorização	Contrato de concessão/autorização	Data de vencimento
GERAÇÃO			
Usinas hidrelétricas			
Emborcação (1)	Cemig GT	07/1997	07/2025
Nova Ponte (1)	Cemig GT	07/1997	07/2025
Santa Luzia	Cemig GT	07/1997	02/2026
Irapé	Cemig GT	14/2000	02/2035
Queimado (Consórcio)	Cemig GT	06/1997	01/2033
Rio de Pedras	Cemig GT	02/2013	09/2024
Poço Fundo (4)	Cemig Geração Poço Fundo	01/2021	08/2045
São Bernardo	Cemig GT	02/2013	08/2025
Rosal	Rosal Energia	01/1997	05/2032
Machado Mineiro			07/2025
Salto Voltão	Horizontes Energia	Resolução 331/2002	10/2030
Salto Paraopeba			10/2030
Salto do Passo Velho			10/2030
PCH Pai Joaquim	Cemig PCH	Resolução autorizativa 377/2005	04/2032
Sá Carvalho	Sá Carvalho	01/2004	12/2024
Três Marias	Cemig Geração Três Marias	08/2016	01/2046
Salto Grande	Cemig Geração Salto Grande	09/2016	01/2046
Itutinga	Cemig Geração Itutinga	10/2016	01/2046
Camargos	Cemig Geração Camargos	11/2016	01/2046
Coronel Domiciano, Joasal, Marmelos, Paciência e Piau	Cemig Geração Sul	12/2016 e 13/2016	01/2046
Dona Rita, Ervália, Neblina, Peti, Sinceridade e Tronqueiras	Cemig Geração Leste	14/2016 e 15/2016	01/2046
Cajurú, Gafanhoto e Martins	Cemig Geração Oeste	16/2016	01/2046
Usinas Eólicas			
Central Geradora Eólica Praias de Parajuru (2)	Parajuru	Resolução 526/2002	09/2032
Central Geradora Eólica Volta do Rio (2)	Volta do Rio	Resolução 660/2001	01/2031
TRANSMISSÃO			
Rede Básica (3)	Cemig GT	006/1997	01/2043
Subestação – SE Itajubá (3)	Cemig GT	79/2000	10/2030
Linha de transmissão Furnas – Pimenta (4)	Centroeste	004/2005	03/2035

* Os contratos de concessão elegíveis à extensão da outorga em função da repactuação do risco hidrológico (GSF) aguardam chamado da Aneel para assinatura do aditivo e, as usinas elegíveis que possuem outorga por meio de resolução autorizativa, aguardam a reformulação desses atos para constar as novas datas. Mais detalhes na nota explicativa nº 18.

- (1) Em 17 de julho de 2020, a Companhia protocolou o seu interesse pela prorrogação das concessões destas Usinas, no regime de produção independente, fora do regime de cotas, com o objetivo de garantir o seu direito de opção às modificações legislativas em curso, ligadas às medidas de modernização do setor elétrico. Contudo, a decisão ocorrerá após a divulgação pelo Ministério de Minas e Energia - MME e pela Aneel das condições para a prorrogação, as quais deverão ser submetidas à deliberação dos órgãos de governança da Companhia.
- (2) Referem-se a concessões, mediante autorização, de geração de energia eólica na modalidade de produção independente, comercializada no âmbito do Proinfa.
- (3) Referem-se a contratos de concessão de transmissão de energia.
- (4) A Aneel autorizou, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.735, de 23 de fevereiro de 2021, a transferência da titularidade da concessão da PCH Poço Fundo da Cemig Geração e Transmissão S.A. para a Cemig Geração Poço Fundo. S.A.. A formalização da transferência foi realizada por meio da assinatura do novo contrato de concessão, de número 01/2021, em 16 de abril de 2021.

Concessões de geração

No negócio Geração, a Companhia auferir receita da comercialização de energia proveniente de suas usinas no ambiente regulado (ACR), bem como no ambiente livre (ACL). Enquanto no ambiente regulado as transações ocorrem por meios de leilões centralizados e públicos, no ambiente livre as negociações são bilaterais e reservadas às partes interessadas.

Existe também receita proveniente do mercado de curto prazo (MCP), que remunera os agentes pela energia descontratada, que é liquidada pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

Concessões de transmissão

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

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

Concessões onerosas

Na obtenção das concessões para construção de alguns empreendimentos de geração de energia, a Companhia se comprometeu a efetuar pagamentos à Aneel, ao longo do prazo de vigência do contrato, ou por até 5 anos desde a data de assinatura do contrato de concessão para usinas com potência instalada entre 1 e 50 MW, como compensação pela exploração. As informações das concessões, com os valores a serem pagos, são como seguem:

Empreendimento	Valor nominal em 2021	Valor presente em 2021	Período de vigência da concessão	Índice de atualização
Irapé	41.752	21.165	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	12.071	5.635	01/2004 a 12/2032	IGPM

Conforme RN nº 467 de 2011 da Aneel (Art. 2º e Art. 4º), as usinas com potência instalada entre 1 e 50 MW devem efetuar os pagamentos à Aneel por cinco anos a partir da data de assinatura do contrato.

Os contratos das PCHs Luiz Dias, Salto Morais e Xicão, com potência instalada de 1.620 kW, 2.394 kW e 1.808 kW, respectivamente, foram extintos pela Aneel a pedido da Companhia, por meio de Resoluções Autorizativas de 13 de outubro de 2020, sem reversão de bens, para posterior obtenção de registro de Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGHs, nos termos da legislação e regulamentação. A Companhia continua operando essas Usinas, cujo registro foi realizado em conformidade à regulamentação. A concessão da Usina de Salto Morais foi encerrada em julho de 2020 e, considerando que sua potência é inferior a 5MW também teve sua exploração convertida em registro não sendo necessária a outorga de concessão ou autorização neste caso.

A Companhia produz energia por meio de 9 hidroelétricas de potencial igual ou inferior a 5MW, incluindo as usinas mencionadas no parágrafo anterior, com potência instalada total de 11,53 MW, e, assim, nos termos da Lei 9.074/95, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, e não possuem prazo final de concessão.

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

As parcelas pagas ao poder concedente em 2021, o valor nominal e o valor presente das parcelas a serem pagas no período de 12 meses são como seguem:

Empreendimento	Percentual de participação %	Valor pago em 2021	Valor nominal do montante a ser pago em 12 meses	Valor presente do montante a ser pago em 12 meses
Irapé	100,00	2.734	3.119	2.936
Queimado (Consórcio)	82,50	777	915	862

A taxa utilizada pela Companhia para desconto a valor presente de seus passivos, de 12,50%, representa a taxa média de captação de recursos em condições usuais na data do registro de cada concessão.

4. SEGMENTOS OPERACIONAIS

Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados para fins regulatórios, e estão alinhados com o marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Em decorrência do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, não existe segmentação por área geográfica. A Companhia atua nos segmentos de geração e transmissão.

As receitas e os os custos gerenciáveis e não gerenciáveis referentes aos exercícios de 2021 e 2020 estão apresentados nas tabelas a seguir:

	2021			
	Geração	Transmissão	Não vinculada	Total
RECEITA	7.031.031	1.187.328	-	8.218.359
Fornecimento de energia elétrica	4.635.712	-	-	4.635.712
Suprimento de energia elétrica	2.116.972	-	-	2.116.972
Energia elétrica de curto prazo	278.347	-	-	278.347
Disponibilização do sistema de transmissão	-	1.187.328	-	1.187.328
Tributos	(1.234.499)	(113.099)	-	(1.347.598)
ICMS	(640.069)	-	-	(640.069)
PIS/Pasep	(106.033)	(20.174)	-	(126.207)
Cofins	(488.395)	(92.924)	-	(581.319)
ISS	(2)	(1)	-	(3)
Encargos	(51.736)	(319.756)	-	(371.492)
Pesquisa e desenvolvimento – P & D	(12.179)	(6.839)	-	(19.018)
Reserva geral de reversão – RGR	(12.210)	-	-	(12.210)
Conta de desenvolvimento econômico – CDE	(1.103)	(241.580)	-	(242.683)
CDE sobre P&D	(1.337)	(2.440)	-	(3.777)
Compensação financ. utiliz. recursos hídricos – CFURH	(19.830)	-	-	(19.830)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica – TFSEE	(5.077)	(3.164)	-	(8.241)
Outros encargos	-	(65.733)	-	(65.733)
Receita líquida	5.744.796	754.473	-	6.499.269
Custos não gerenciáveis	(4.494.182)	-	-	(4.494.182)
Energia elétrica comprada para revenda	(4.337.918)	-	-	(4.337.918)
Encargo de transmissão e conexão	(156.264)	-	-	(156.264)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	1.250.614	754.473	-	2.005.087
Custos gerenciáveis	(403.647)	(358.446)	(65.137)	(827.230)
Pessoal e administradores	(101.773)	(122.617)	(101.626)	(326.016)
Material	(5.240)	(5.865)	(2.618)	(13.723)
Serviços de terceiros	(35.836)	(48.654)	(44.535)	(129.025)
Arrendamento e aluguéis	(3.561)	(6.321)	(2.153)	(12.035)
Seguros	(3.628)	(4.658)	(3.624)	(11.910)
Doações, contribuições e subvenções	(1.733)	(2.476)	(1.838)	(6.047)
Provisões	(22.429)	(27.795)	(96.619)	(146.843)
Provisões para perdas na alienação de bens e direitos	2.224	15.429	-	17.653
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(11.095)	(11.095)
Perdas em investimentos	(40.071)	-	-	(40.071)
Obrigações derivadas de contratos de investimentos	(11.121)	-	-	(11.121)
(-) Recuperação de despesas	69	71	128	268
Tributos	(1.034)	(508)	(4.361)	(5.903)
Depreciação e amortização	(174.751)	(149.634)	(1.708)	(326.093)
Gastos diversos	(4.763)	(5.418)	(24.594)	(34.775)
Indenização da transmissão	-	-	176.595	176.595
Outras receitas operacionais	-	-	52.911	52.911
Resultado da atividade	846.967	396.027	(65.137)	1.177.857

	2020			
	Geração	Transmissão	Não vinculada	Total
RECEITA	6.684.731	1.210.196	-	7.894.927
Fornecimento de energia elétrica	3.649.265	-	-	3.649.265
Suprimento de energia elétrica	2.930.139	-	-	2.930.139
Energia elétrica de curto prazo	105.327	-	-	105.327
Disponibilização do sistema de transmissão	-	1.210.196	-	1.210.196
Tributos	(1.097.068)	(99.438)	-	(1.196.506)
ICMS	(521.561)	(7)	-	(521.568)
PIS/Pasep	(102.654)	(17.734)	-	(120.388)
Cofins	(472.836)	(81.683)	-	(554.519)
ISS	(17)	(14)	-	(31)
Encargos	(77.725)	(283.653)	-	(361.378)
Pesquisa e desenvolvimento – P & D	(18.413)	(8.007)	-	(26.420)
Reserva geral de reversão – RGR	(13.000)	-	-	(13.000)
Conta de desenvolvimento econômico – CDE	-	(233.998)	-	(233.998)
Compensação financ. utiliz. recursos hídricos – CFURH	(40.546)	-	-	(40.546)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica – TFSEE	(5.766)	(3.116)	-	(8.882)
Outros encargos	-	(38.532)	-	(38.532)
Receita líquida	5.509.938	827.105	-	6.337.043
Custos não gerenciáveis	(4.052.204)	-	-	(4.052.204)
Energia elétrica comprada para revenda	(3.905.833)	-	-	(3.905.833)
Encargo de transmissão e conexão	(146.371)	-	-	(146.371)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	1.457.734	827.105	-	2.284.839
Custos gerenciáveis	(322.609)	(372.537)	(155.415)	(850.561)
Pessoal e administradores	(114.867)	(160.735)	(141.016)	(416.618)
Material	(3.979)	(3.781)	(2.191)	(9.951)
Serviços de terceiros	(42.916)	(42.202)	(32.729)	(117.847)
Arrendamento e aluguéis	(5.170)	(9.343)	(3.721)	(18.234)
Seguros	(3.393)	(3.988)	(3.084)	(10.465)
Doações, contribuições e subvenções	(42)	(65)	(56)	(163)
Provisões	60.769	(85.531)	(63.242)	(88.004)
Provisões para perdas na alienação de bens e direitos	(71.841)	74.725	-	2.884
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(1.601)	(1.601)
Obrigações derivadas de contratos de investimentos	(9.289)	-	-	(9.289)
(-) Recuperação de despesas	99	61	123	283
Tributos	(342)	(392)	(401)	(1.135)
Depreciação e amortização	(126.376)	(139.040)	(2.317)	(267.733)
Gastos diversos	(5.262)	(2.246)	(9.420)	(16.928)
Indenização da transmissão	-	-	51.280	51.280
Outras receitas operacionais	-	-	52.960	52.960
Resultado da atividade	1.135.125	454.568	(155.415)	1.434.278

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2021	2020
Contas bancárias	3.772	1.118
Aplicações financeiras:		
Certificados de Depósitos Bancários (CDB) (1)	50.846	244.469
Overnight (2)	29.334	45.408
Outros	2.112	-
	82.292	289.877
	86.064	290.995

- (1) Os Certificados de Depósito Bancário (CDBs) são remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação – Cetip, que variam entre 90,00% a 106,60% em 31 de dezembro de 2021 (80,00% a 107,00% em 31 de dezembro de 2020) conforme operação. Para esses CDBs, a Companhia possui operações compromissadas afirmando, em suas respectivas notas de negociação, o compromisso de recompra do título pelo banco, à vista, na data de vencimento da operação, ou antecipadamente.
- (2) As operações de *overnight* consistem em aplicações de curto prazo, com disponibilidade para resgate no dia subsequente à data da aplicação. Normalmente são lastreadas por letras, notas ou obrigações do Tesouro e referenciadas em uma taxa pré-fixada de 8,87% a.a. a 9,14% a.a. em 31 de dezembro de 2021 (1,89% a.a. em 31 de dezembro de 2020) e têm o objetivo de liquidar obrigações de curto prazo da Companhia ou serem utilizadas na compra de outros ativos de melhor remuneração para recompor o portfólio.

A exposição da Companhia a riscos de taxas de juros e a análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgados na nota explicativa nº 27.

6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	2021	2020
Circulante		
Certificados de Depósitos Bancários (CDB) (1)	36.211	144.501
Letras financeiras (LFs) – Bancos (2)	510.436	549.412
Letras financeiras do Tesouro (LFTs) (3)	64.254	193.636
Debêntures (4)	7.188	1.580
Fundos vinculados	5.843	18.351
Outros	41	542
	623.973	908.022
Não circulante		
Letras financeiras (LFs) – Bancos (2)	125.373	193.360
Debêntures (4)	1.755	6.568
	127.128	199.928
	751.101	1.107.950

- (1) Os Certificados de Depósito Bancário (CDB) são remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação – Cetip, que foi de 107,24% do CDI em 31 de dezembro de 2021 (106,00% a 110,00% em 31 de dezembro de 2020) conforme operação.
- (2) As Letras Financeiras – Bancos (LFs) são títulos de renda fixa, pós-fixados, emitidos pelos bancos e remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação (Cetip). As LFs que compõem a carteira possuem taxa de remuneração que variam entre 105,00% a 130,00% do CDI em 31 de dezembro de 2021 (99,50% a 130,00% em 31 de dezembro de 2020).
- (3) As Letras Financeiras do Tesouro (LFTs) são títulos pós-fixados, cuja rentabilidade segue a variação da taxa Selic diária registrada entre a data da compra e a data de vencimento do título. As LFTs que compõem a carteira possuem taxa de remuneração que varia entre 9,12% a 9,50% a.a. em 31 de dezembro 2021 (1,86% a 1,90% em 31 de dezembro de 2020).
- (4) Debêntures são títulos de dívida, de médio e longo prazo, que conferem ao seu detentor um direito de crédito contra a companhia emissora. As debêntures possuem taxa de remuneração que variam entre Taxa Referencial (TR) + 1,00% a 109,00% do CDI em 31 de dezembro de 2021 (Taxa Referencial (TR) + 1,00% a 109,00% do CDI em 31 de dezembro de 2020).

A classificação destes investimentos temporários está apresentada na nota explicativa nº 27. As aplicações financeiras em títulos de partes relacionadas estão demonstradas na nota explicativa nº 26.

7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA

Descrição	Valores correntes							Valores renegociados					Total 2021	Total 2020
	Corrente a vencer		Corrente vencida				PDD	Renegociada a vencer		Renegociada vencida		PDD		
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Fornecimento de energia	330.250	-	5.567	1.078	10.447	22.234	(20.266)	337	2.468	173	5.258	(4.310)	353.236	350.038
Industrial	9.461	-	4.063	49	6.287	21.866	(20.266)	256	1.279	-	2.251	(4.310)	20.936	46.892
Comercial	510	-	1.476	1.029	4.160	368	-	81	1.189	173	3.007	-	11.993	32.330
Rural	-	-	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28
Fornecimento não faturado	328.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	328.003	280.636
Arrecadação processo de classificação	(7.724)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.724)	(9.848)
Suprimento de energia e uso da rede	248.129	-	19.836	158	906	5.876	-	18.317	-	-	-	-	293.222	561.480
Suprimento energia moeda nacional	26.547	-	19.836	-	906	900	-	18.317	-	-	-	-	66.506	212.232
Suprimento/encargo rede não faturado	209.885	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209.885	329.760
Arrecadação proc. classific. suprimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos uso rede	11.697	-	-	158	-	4.976	-	-	-	-	-	-	16.831	19.488
Total	578.379	-	25.403	1.236	11.353	28.110	(20.266)	18.654	2.468	173	5.258	(4.310)	646.458	911.518

A exposição da Companhia ao risco de crédito relacionado a consumidores e revendedores está divulgada na nota explicativa nº 27 destas demonstrações contábeis regulatórias.

A provisão para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa é considerada suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos e sua movimentação no exercício é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.601
Constituição de provisão	1.198
Baixa	(545)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	18.254
Constituição de provisão	13.413
Baixa	(7.091)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	24.576

8. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR

	2021	2020
Circulante		
ICMS a recuperar	5.513	6.809
Cofins (a)	3.510	256.627
PIS/Pasep (a)	947	55.893
INSS	17.145	14.698
Outros	806	4.991
	27.921	339.018
Não circulante		
ICMS a recuperar (b)	27.614	23.851
	27.614	23.851
	55.535	362.869

a) Créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS

Em 08 de maio de 2019, transitou em julgado, no Tribunal Regional Federal da 1ª Região, a Ação Ordinária movida pela Companhia, com decisão favorável à autora, reconhecendo o direito de esta excluir o ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins com efeitos retroativos ao prazo de 5 anos do início do processo judicial, ou seja, desde julho de 2003.

Assim, a Companhia registrou os créditos de PIS/Pasep e Cofins referentes aos valores pagos dessas contribuições incidentes sobre o ICMS no período de julho de 2003 a maio de 2019.

Em 12 de maio de 2020, a Receita Federal deferiu o pedido de habilitação dos créditos de PIS/Pasep e Cofins oriundos da ação judicial transitada em julgada em 2019 em favor da Companhia, que efetuou, no período de maio de 2020 a setembro de 2021 a compensação mensal dos saldos a receber com os valores a pagar. Em 2021, foram compensados créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS com tributos federais a pagar no montante de R\$310.792 (R\$328.750 em 2020).

Em 13 de maio de 2021, o Supremo Tribunal Federal - STF julgou os embargos de declaração interpostos pela União, modulando os efeitos da decisão de que o ICMS não compõe a base de cálculo para fins de incidência do PIS/Pasep e da Cofins, para que a produção de efeitos se dê após 15 de março de 2017, data da fixação da tese, ressalvadas as ações judiciais e administrativas protocoladas até a data em que proferido o julgamento. Dessa forma, a modulação dos efeitos proferida pelo STF não alcança os créditos reconhecidos pela Companhia. Adicionalmente, na questão relativa ao ICMS a ser excluído da base de cálculo das contribuições para o PIS/Pasep e Cofins, prevaleceu o entendimento de que se trata do ICMS destacado, conforme critério de registro adotado pela Companhia para as ações que transitaram em julgado.

b) Demais tributos compensáveis

Os créditos de ICMS a recuperar, registrados no ativo não circulante, são decorrentes principalmente de aquisições de ativo imobilizado e intangível, que podem ser compensados em 48 meses. A transferência para o não circulante foi feita de acordo com estimativas da Administração dos valores que deverão ser realizados após 12 meses contados da data base destas demonstrações contábeis regulatórias.

Os créditos de PIS/Pasep e Cofins gerados pelas aquisições de máquinas e equipamentos são compensados de forma imediata.

c) Imposto de renda e contribuição social a recuperar

Os saldos de imposto de renda e contribuição social referem-se a créditos das declarações fiscais de anos anteriores, retenções na fonte realizadas no exercício corrente e às antecipações que serão compensadas com tributos federais a pagar a serem apurados ao final do exercício fiscal.

	2021	2020
Circulante		
Imposto de renda	501.836	340.293
Contribuição social	148.687	124.953
	650.523	465.246

Em 24 de setembro de 2021, o Superior Tribunal Federal – STF decidiu, por unanimidade, pela inconstitucionalidade da incidência de IRPJ e CSLL sobre os valores atinentes à atualização pela taxa SELIC em razão de repetição de indébito tributário. Sendo a matéria constitucional com repercussão geral, a Companhia aguarda o trânsito em julgado que está pendente de eventual interposição de embargos de declaração e o resultado de eventual modulação para avaliação e registro dos potenciais efeitos da decisão, uma vez que não possui ação judicial relativa a esse tema.

9. TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia possui ativos e passivos fiscais diferidos, constituídos sobre saldos de prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias, às alíquotas de 25% e 9%, conforme segue:

	2021	2020
ATIVO		
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	218.104	284.526
Obrigações pós-emprego	414.995	459.381
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	8.356	6.206
Concessão onerosa	11.274	9.707
Provisões	633.401	598.490
Outros	14.000	12.591
	1.300.130	1.370.901
PASSIVO		
Base de remuneração regulatória – BRR	(125.226)	(157.441)
Ativo financeiro custo de capital próprio	(185.354)	(154.656)
Custo aquisição participações societárias	(129.641)	(138.247)
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	(412.436)	(1.002.636)
Ressarcimento de custos – GSF	(253.901)	-
Outros	(4.235)	(7.187)
	(1.110.793)	(1.460.167)
Total do ativo (passivo) líquido	189.337	(89.266)

A movimentação do imposto de renda e contribuição social diferidos é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2019	295.700
Efeitos alocados ao resultado	(127.533)
Efeitos alocados às demonstrações de resultados abrangentes	(88.536)
Efeitos alocados ao patrimônio líquido referente aos ajustes de diferenças de práticas contábeis	(168.897)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(89.266)
Efeitos alocados ao resultado	305.885
Efeitos alocados às demonstrações de resultados abrangentes	(27.282)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	189.337

As estimativas de lucro tributável futuro, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e de longo prazo, ambos revisados periodicamente e no histórico de lucratividade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela Administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Conforme as estimativas da Companhia, os lucros tributáveis futuros permitem a realização do Ativo Fiscal Diferido existente em 31 de dezembro de 2021, conforme abaixo:

2022	219.065
2023	208.973
2024	315.531
2025	171.585
2026 a 2028	256.942
2029 a 2031	128.034
	1.300.130

10. CONCILIAÇÃO DA DESPESA COM IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A conciliação da despesa nominal de imposto de renda (alíquota de 25%) e da contribuição social (alíquota de 9%) com a despesa efetiva apresentada na demonstração de resultado é como segue:

	2021	2020
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	482.406	917.898
Imposto de renda e contribuição social – despesa nominal esperada	(164.017)	(312.085)
Efeitos fiscais incidentes sobre:		
Juros sobre o capital próprio	99.097	76.568
Incentivos fiscais	7.961	-
Resultado de equivalência patrimonial	220.135	110.027
Multas indedutíveis	(1.714)	(2.583)
Contribuições e doações indedutíveis	(2.056)	(55)
Outros	1.396	5.342
Imposto de renda e contribuição social – despesa efetiva	160.802	(122.786)
Corrente	(145.083)	4.747
Diferido	305.885	(127.533)
	160.802	(122.786)
Alíquota efetiva	(33,33)%	13,37%

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	2021	2020
Trabalhistas	23.502	25.075
Fiscais		
Imposto de renda sobre juros sobre capital próprio (JCP)	16.444	16.157
IR/INSS - Indenização do anuênio (1)	68.399	67.371
IPTU	13.270	12.850
CSLL (2)	18.062	18.062
Outros	4.010	3.332
	120.185	117.772
Outros		
Bloqueio judicial	896	1.325
Regulatórios	3.279	2.931
Outros	4.897	4.735
	9.072	8.991
	152.759	151.838

(1) Ver mais detalhes na nota explicativa nº 19 – Provisões (Indenização do Anuênio).

(2) Depósito judicial no âmbito do processo que discute a tributação de CSLL sobre doações e patrocínio de caráter cultural e artístico, despesas com multas punitivas e de tributos com exigibilidade suspensa.

12. INVESTIMENTOS

	2021	2020
Coligadas		
Madeira Energia (usina Santo Antônio)	-	209.374
FIP Melbourne (usina Santo Antônio)	-	157.476
Controladas em conjunto		
Hidrelétrica Cachoeirão	59.013	53.215
Guanhães Energia	125.172	131.391
Hidrelétrica Pipoca	46.722	35.552
Lightger	47.787	51.805
Baguari Energia	168.429	159.029
Aliança Norte (usina Belo Monte)	609.154	631.227
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	932.600	965.255
Aliança Geração	1.140.930	1.166.240
Retiro Baixo	200.385	195.235
Controladas		
Cemig Baguari	88	55
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.611.794	1.411.668
Cemig Geração Salto Grande S.A.	514.077	442.781
Cemig Geração Itutinga S.A.	207.500	175.289
Cemig Geração Camargos S.A.	162.013	140.348
Cemig Geração Sul S.A.	210.651	169.811
Cemig Geração Leste S.A.	145.069	124.495
Cemig Geração Oeste S.A.	104.420	82.300
Rosal Energia S.A.	114.751	127.020
Sá Carvalho S.A.	134.209	115.486
Horizontes Energia S.A.	59.575	55.461
Cemig PCH S.A.	90.117	89.898
Cemig Geração Poço Fundo S.A.	144.129	3.801
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	7.734	56.838
Cemig Trading S.A.	2.158	30.315
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	177.707	161.061
Central Eólica Volta do Rio S.A.	273.988	245.436
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (1)	122.079	-
Total do investimento	7.412.251	7.187.862
Usina Hidrelétrica Itaocara – Passivo a descoberto (2)	(20.767)	(29.615)
Madeira Energia – Provisões para perdas (3)	(161.648)	-
	7.229.836	7.158.247

- (1) Em 24 de novembro de 2021, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de seu capital social, realizado pela Cemig (controladora da Companhia) por meio de aporte do investimento detido na Centroeste, concretizando a reestruturação societária autorizada pelo Conselho de Administração da Cemig em 12 de fevereiro de 2021. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.
- (2) A controlada em conjunto Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. apresentou patrimônio líquido negativo e assim, após reduzir a zero o saldo contábil de sua participação, a Companhia reconheceu uma perda na extensão de suas obrigações contratuais assumidas junto à investida e os outros acionistas, que em 31 de dezembro de 2021 alcançou o montante de R\$20.767 (R\$29.615 em 31 de dezembro de 2020). A perda está apresentada no balanço patrimonial como outras obrigações. Adicionalmente, em 01 de dezembro de 2021, a Companhia realizou aporte na UHE Itaocara S.A. para fazer frente ao cumprimento da Sentença Arbitral Final em desfavor desta investida, proferida pela FGV na Câmara de Mediação e Arbitragem, no montante de R\$40.071, sendo este valor proporcional a sua participação acionária nesta investida, de 49%. Esse montante foi reconhecido em “outras despesas” no resultado da Companhia.
- (3) Foi reconhecida uma perda na extensão das obrigações contratuais da Companhia assumidas junto à investida e os outros acionistas, que em 31 de dezembro de 2021 alcançou o montante de R\$161.648. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia analisou se o choque econômico causado pela pandemia do Covid-19 (nota explicativa nº 1.b) poderia trazer indicativos de possível desvalorização de ativos. Como resultado das análises, a Companhia concluiu que a pandemia trouxe efeitos conjunturais e a expectativa de longo prazo de realização dos ativos não sofreu alteração relevante. Dessa forma, o valor contábil líquido dos ativos é recuperável e, portanto, até o momento, a Companhia não reconheceu perdas por redução ao valor recuperável de seus investimentos em razão do atual cenário econômico, exceto pelo investimento detido na MESA, conforme divulgado em mais detalhes ao longo dessa nota explicativa.

Adicionalmente, em relação ao acima destacado, a Administração da Companhia analisou o risco de continuidade operacional de seus investimentos relevantes, tendo levado em consideração, substancialmente, a garantia de receitas das transmissoras, a proteção contra redução por força maior dos contratos regulados da geração, bem como as ações legais sendo tomadas pelo Governo Federal e Aneel, concluindo assim pela segurança de continuidade operacional da Companhia.

a) Direito de exploração da atividade regulada

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

A movimentação desses ativos está demonstrada a seguir:

Controladora	Saldo em 31/12/2019	Amortização	Impairment (1)	Saldo em 31/12/2020	Amortização	Baixa (2)	Saldo em 31/12/2021
Retiro Baixo	30.576	(1.390)	-	29.186	(1.390)	-	27.796
Central Eólica Praias de Parajuru	60.072	(6.214)	-	53.858	(4.617)	-	49.241
Central Eólica Volta do Rio	66.606	(6.448)	13.825	73.983	(6.778)	-	67.205
Madeira Energia (Usina Santo Antônio)	17.263	(737)	-	16.526	(738)	(15.788)	-
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	50.603	(1.971)	-	48.632	(1.972)	-	46.660
	225.120	(16.760)	13.825	222.185	(15.495)	(15.788)	190.902

- (1) Em virtude de análise dos indicativos e realização do teste de impairment, a Companhia reconheceu provisão para perda no valor recuperável dos direitos de autorização de geração de energia eólica de Volta do Rio, em 30 de junho de 2020.
- (2) Redução a zero do saldo do investimento da Companhia na Madeira Energia S.A. em função de sentença no âmbito de processo arbitral. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.

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

	Saldo em 31/12/2020	Equivalência Patrimonial	Aportes	Reestruturação societária	Perdas em investimentos	Dividendos	Saldo em 31/12/2021
Hidrelétrica Cachoeirão	53.215	14.129	-	-	-	(8.331)	59.013
Guanhães Energia	131.391	(6.219)	-	-	-	-	125.172
Hidrelétrica Pipoca	35.552	11.170	-	-	-	-	46.722
Madeira Energia (usina de Santo Antônio) (3)	209.374	(209.374)	-	-	-	-	-
FIP Melbourne (usina Santo Antônio) (3)	157.476	(157.476)	-	-	-	-	-
Baguari Energia	159.029	31.071	-	-	-	(21.671)	168.429
Central Eólica Praias Parajuru	161.061	18.959	-	-	-	(2.313)	177.707
Central Eólica Volta do Rio	245.436	28.552	-	-	-	-	273.988
Lightger	51.805	7.966	-	-	-	(11.984)	47.787
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	965.255	(32.730)	75	-	-	-	932.600
Aliança Norte (usina Belo Monte)	631.227	(22.073)	-	-	-	-	609.154
Aliança Geração	1.166.240	199.586	-	-	-	(224.896)	1.140.930
Retiro Baixo	195.235	12.352	-	-	-	(7.202)	200.385
Cemig Baguari	55	(17)	50	-	-	-	88
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.411.668	318.791	-	-	-	(118.665)	1.611.794
Cemig Geração Salto Grande S.A.	442.781	106.881	-	-	-	(35.585)	514.077
Cemig Geração Itutinga S.A.	175.289	60.397	-	-	-	(28.186)	207.500
Cemig Geração Camargos S.A.	140.348	51.136	-	-	-	(29.471)	162.013
Cemig Geração Sul S.A.	169.811	55.604	-	-	-	(14.764)	210.651
Cemig Geração Leste S.A.	124.495	40.696	-	-	-	(20.122)	145.069
Cemig Geração Oeste S.A.	82.300	22.120	-	-	-	-	104.420
Rosal Energia S.A.	127.020	26.056	-	-	-	(38.325)	114.751
Sá Carvalho S.A.	115.486	59.676	-	-	-	(40.953)	134.209
Horizontes Energia S.A.	55.461	18.532	-	-	-	(14.418)	59.575
Cemig PCH S.A.	89.898	30.857	-	-	-	(30.638)	90.117
Cemig Geração Poço Fundo S.A. (1)	3.801	2.645	137.683	-	-	-	144.129
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	56.838	132.150	-	-	-	(181.254)	7.734
Cemig Trading S.A.	30.315	958	-	-	-	(29.115)	2.158
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (2)	-	2.393	-	123.724	-	(4.038)	122.079
Total do Investimento	7.187.862	824.788	137.808	123.724	-	(861.931)	7.412.251
Itaocara – provisão para perdas (4)	(29.615)	7.489	41.430	-	(40.071)	-	(20.767)
Madeira – provisão para perdas (3)	-	(161.648)	-	-	-	-	(161.648)
Total	7.158.247	670.629	179.238	123.724	(40.071)	(861.931)	7.229.836

- (1) A Aneel autorizou, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.735, de 23 de fevereiro de 2021, a transferência da titularidade da concessão da PCH Poço Fundo para a Cemig Geração e Transmissão S.A. para a Cemig Geração Poço Fundo S.A. A formalização da transferência foi realizada por meio da assinatura do novo contrato de concessão, de número 01/2021, em 16 de abril de 2021. No 3º trimestre de 2021, a Companhia aportou nesta investida, a título de adiantamento para futuro aumento de capital, os ativos vinculados à PCH Poço Fundo, no valor de R\$77.483, além do montante de R\$20.000, em espécie. A transferência dos ativos vinculados à Poço Fundo no montante de R\$77.483 não envolveu caixa, e, por conseguinte, não está refletida nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa. No 4º trimestre de 2021 a Companhia realizou novo aporte nesta investida, no montante de R\$40.000, em espécie.
- (2) Em 24 de novembro de 2021, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de seu capital social, realizado pela Cemig (controladora da Companhia) por meio de aporte do investimento detido na Centroeste, concretizando a reestruturação societária autorizada pelo Conselho de Administração da Cemig em 12 de fevereiro de 2021. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.
- (3) Em dezembro de 2021, a Companhia reduziu a zero o saldo do investimento detido na Madeira Energia S.A. e reconheceu um passivo correspondente a sua participação nesta investida, em função das sentenças proferidas nos processos arbitrais em que a SAESA é parte. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.
- (4) Em 01 de dezembro de 2021, a Companhia realizou aporte na UHE Itaocara S.A. para fazer frente ao cumprimento da Sentença Arbitral Final em desfavor desta investida, proferida pela FGV na Câmara de Mediação e Arbitragem, no montante de R\$40.071, sendo este valor proporcional a sua participação acionária nesta investida, de 49%. Esse montante foi reconhecido em “outras despesas” no resultado da Companhia. Adicionalmente, foi realizado aporte no montante de R\$1.359 para cobertura de despesas previstas no orçamento de 2021 da investida.

	Saldo em 31/12/2019	Equivalência Patrimonial	Aportes	Dividendos	Outros	Saldo em 31/12/2020
Hidrelétrica Cachoeirão	53.728	9.200	-	(9.713)	-	53.215
Guanhães Energia	131.076	315	-	-	-	131.391
Hidrelétrica Pipoca	30.730	11.285	-	(6.463)	-	35.552
Madeira Energia (usina de Santo Antônio)	166.617	42.757	-	-	-	209.374
FIP Melbourne (usina Santo Antônio)	384.809	(227.333)	-	-	-	157.476
Baguari Energia	157.499	22.810	-	(21.280)	-	159.029
Central Eólica Praias Parajuru	149.260	(2.199)	14.000	-	-	161.061
Central Eólica Volta do Rio (1)	124.507	(28.896)	136.000	-	13.825	245.436
Lightger	46.487	12.231	-	(6.913)	-	51.805
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	1.027.860	(62.754)	149	-	-	965.255
Aliança Norte (usina Belo Monte)	671.166	(40.377)	438	-	-	631.227
Aliança Geração	1.191.550	89.120	-	(114.430)	-	1.166.240
Retiro Baixo	180.043	15.192	-	-	-	195.235
Cemig Baguari	19	(14)	50	-	-	55
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.367.447	177.542	-	(133.321)	-	1.411.668
Cemig Geração Salto Grande S.A.	433.619	58.511	-	(49.349)	-	442.781
Cemig Geração Itutinga S.A.	179.161	21.775	-	(25.647)	-	175.289
Cemig Geração Camargos S.A.	132.784	24.706	-	(17.142)	-	140.348
Cemig Geração Sul S.A.	175.081	19.225	-	(24.495)	-	169.811
Cemig Geração Leste S.A.	124.169	21.181	-	(20.855)	-	124.495
Cemig Geração Oeste S.A.	71.078	12.125	-	(903)	-	82.300
Rosal Energia S.A.	127.994	28.097	-	(29.071)	-	127.020
Sá Carvalho S.A.	123.929	33.405	-	(41.848)	-	115.486
Horizontes Energia S.A.	57.397	16.622	-	(18.558)	-	55.461
Cemig PCH S.A.	97.731	22.138	-	(29.971)	-	89.898
Cemig Geração Poço Fundo S.A.	3.638	163	-	-	-	3.801
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	28.263	56.254	-	(27.679)	-	56.838
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. (2)	3.359	751	-	(1.581)	(2.529)	0
Cemig Trading S.A.	31.027	29.115	-	(29.827)	-	30.315
Total do Investimento	7.272.028	362.947	150.637	(609.046)	11.296	7.187.862
Itaocara – provisão para perdas	(21.810)	(8.994)	1.189	-	-	(29.615)
Total	7.250.218	353.953	151.826	(609.046)	11.296	7.158.247

(1) Em virtude de análise dos indicativos e realização do teste de impairment, a Companhia reconheceu provisão para perda no valor recuperável dos direitos de autorização de geração de energia eólica de Volta do Rio, em 30 de junho de 2020. Mais informações na nota explicativa nº 15.

(2) Em 1º de outubro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária – AGE da Companhia a incorporação desta subsidiária integral, pelo valor patrimonial contábil, com a consequente extinção da investida e sucessão, pela Companhia, em todos os seus bens, direitos e obrigações. A movimentação apresentada na coluna “Outros” decorre da incorporação desta subsidiária.

A movimentação dos dividendos a receber está demonstrada a seguir:

	2021	2020
Saldo inicial	117.404	112.337
Proposta de dividendos feitos pelas investidas	861.931	609.046
Recebimentos	(699.131)	(603.979)
Saldo final	280.204	117.404

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

Sociedades	Quantidade de Ações	Em 31 de dezembro de 2021			Em 31 de dezembro de 2020		
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido
Coligadas							
Madeira Energia (Usina Santo Antônio) (5)	12.034.025.147	15,51	10.619.786	1.492.037	15,51	10.619.786	2.259.093
Controladas em conjunto							
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	120.436	49,00	35.000	108.602
Guanhães Energia (3)	548.626.000	49,00	548.626	255.453	49,00	548.626	268.144
Hidrelétrica Pipoca	41.360.000	49,00	41.360	93.390	49,00	41.360	72.554
Baguari Energia (1)	26.157.300.278	69,39	186.573	242.736	69,39	186.573	229.189
Lightger (3)	79.078.937	49,00	79.232	97.525	49,00	79.232	105.724
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	41.923.360.811	49,00	1.209.043	1.147.947	49,00	1.209.043	1.188.963
Amazônia Energia (Usina Belo Monte) (1)	1.322.697.723	74,50	1.322.698	1.251.811	74,50	1.322.698	1.295.644
Aliança Geração	1.291.582.500	45,00	1.291.488	1.857.905	45,00	1.291.488	1.857.905
Retiro Baixo	225.350.000	49,90	225.350	345.868	49,90	225.350	324.810
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	156.259.500	49,00	156.259	(42.381)	49,00	71.709	(60.438)
Controladas							
Cemig Baguari	406.000	100,00	406	88	100,00	356	55
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.291.423.369	100,00	1.291.423	1.611.794	100,00	1.291.423	1.411.668
Cemig Geração Salto Grande S.A.	405.267.607	100,00	405.268	514.077	100,00	405.268	442.781
Cemig Geração Itutinga S.A.	151.309.332	100,00	151.309	207.500	100,00	151.309	175.289
Cemig Geração Camargos S.A.	113.499.102	100,00	113.499	162.013	100,00	113.499	140.348
Cemig Geração Sul S.A.	148.146.505	100,00	148.147	210.651	100,00	148.147	169.811
Cemig Geração Leste S.A.	100.568.929	100,00	100.569	145.069	100,00	100.569	124.495
Cemig Geração Oeste S.A.	60.595.484	100,00	60.595	104.420	100,00	60.595	82.300
Rosal Energia S.A.	46.944.467	100,00	46.944	114.751	100,00	46.944	127.019
Sá Carvalho S.A.	361.200.000	100,00	36.833	134.209	100,00	36.833	115.486
Horizontes Energia S.A.	39.257.563	100,00	39.258	59.575	100,00	39.258	55.461
Cemig PCH S.A.	45.952.000	100,00	45.952	90.117	100,00	45.952	89.898
Cemig Geração Poço Fundo S.A.. (2)	97.161.578	100,00	97.162	144.128	100,00	1.402	3.801
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	486.000	100,00	486	7.734	100,00	486	56.838
Cemig Trading S.A.	1.000.000	100,00	1.000	2.158	100,00	1.000	30.315
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	85.834.843	100,00	85.835	128.466	100,00	70.560	107.204
Central Eólica Volta do Rio S.A. (2)	274.867.441	100,00	274.867	206.783	100,00	117.230	171.453
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (4)	28.000.000	100,00	28.000	122.079	-	28.000	118.217

* Em 11 de novembro de 2021, a Companhia celebrou instrumento de Compra e Venda de Ações, Cessão Onerosa de Créditos e Outras Avenças para alienação da totalidade de sua participação detida no capital social da Renova Energia S.A. e para a cessão onerosa da totalidade dos créditos detidos pela Companhia junto a esta investida. Assim, o investimento foi classificado para ativo não circulante mantido para venda. Para mais informações, ver nota explicativa nº 28.

- (1) Controle compartilhado por acordo de acionistas;
- (2) A Aneel autorizou, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.735, de 23 de fevereiro de 2021, a transferência da titularidade da concessão da PCH Poço Fundo da Cemig Geração e Transmissão S.A. para a Cemig Geração Poço Fundo S.A.. A formalização da transferência foi realizada por meio da assinatura do novo contrato de concessão, de número 01/2021, em 16 de abril de 2021. No 3º trimestre de 2021, a Companhia aportou nesta investida, a título de adiantamento para futuro aumento de capital, os ativos vinculados à PCH Poço Fundo, no valor de R\$77.483, além do montante de R\$20.000, em espécie. No 4º trimestre de 2021, a Companhia realizou novo aporte nesta investida, no montante de R\$40.000, em espécie.
- (3) Em 09 de dezembro de 2021, a Light informou ao mercado que assinou com a Brasal Energia S.A. o contrato (CCVA) para venda de sua participação societária em Guanhães e Lightger, sujeito às condições precedentes usuais nesse tipo de transação. A Brasal Energia S.A. fará adesão integral ao acordo de acionistas vigente para essas investidas.
- (4) Em 24 de novembro de 2021, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de seu capital social, realizado pela Cemig (controladora da Companhia) por meio de aporte do investimento detido na Centroeste, concretizando a reestruturação societária autorizada pelo Conselho de Administração da Cemig em 12 de fevereiro de 2021. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.
- (5) O montante total do patrimônio líquido, divulgado originalmente pela investida, foi ajustado pela Companhia para fins de equivalência patrimonial considerando eventos subsequentes modificativos em função das sentenças proferidas nos processos arbitrais em que a SAESA é parte. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.

Os saldos principais das coligadas e controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 são como segue:

2021	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia (1)	Hidrelétrica Pipoca	Lightger
Ativo						
Circulante	29.407	71.753	15.605	927.739	17.532	35.465
Caixa e equivalentes de caixa	25.397	3.245	5.205	179.644	11.968	29.382
Não circulante	92.761	218.200	391.787	23.286.096	101.264	119.645
Total do ativo	122.168	289.953	407.392	24.213.835	118.796	155.110
Passivo						
Circulante	867	21.346	41.255	2.309.383	9.551	11.375
Empréstimos e financiamentos	-	-	11.951	116.120	6.543	8.573
Não circulante	865	25.870	110.684	20.412.415	13.860	46.210
Empréstimos e financiamentos	-	-	92.680	12.827.607	13.497	46.211
Patrimônio líquido	120.436	242.737	255.453	1.492.037	95.385	97.525
Total do passivo e patrimônio líquido	122.168	289.953	407.392	24.213.835	118.796	155.110
Demonstração do resultado						
Receita líquida de vendas	37.282	76.527	51.536	3.757.969	38.739	54.232
Custos operacionais	(8.002)	(9.041)	(54.595)	(2.291.671)	(11.356)	(25.917)
Depreciação	(3.088)	(11.094)	(18.009)	(869.997)	(3.205)	(10.587)
Lucro bruto	29.280	67.486	(3.059)	1.466.298	27.383	28.315
Despesas gerais e administrativas	-	(78)	-	(80.547)	(1.978)	(1.645)
Receita financeira	1.271	3.978	473	265.048	346	2.433
Despesa financeira	(10)	(3.577)	(8.445)	(3.475.505)	(1.712)	(11.073)
Resultado operacional	30.541	67.809	(11.031)	(1.824.706)	24.039	18.030
Imposto de renda e contribuição social	(1.707)	(23.031)	(1.660)	1.812.320	(1.142)	(2.554)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	28.834	44.778	(12.691)	(12.386)	22.897	15.476
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	28.834	44.778	(12.691)	(12.386)	22.897	15.476
Resultado abrangente do exercício	28.834	44.778	(12.691)	(12.386)	22.897	15.476

- (1) O montante total do patrimônio líquido, divulgado originalmente pela investida, foi ajustado pela Companhia para fins de equivalência patrimonial considerando eventos subsequentes modificativos em função das sentenças proferidas nos processos arbitrais em que a SAESA é parte. Mais detalhes no decorrer desta nota explicativa.

2021	Amazônia Energia	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
Ativo					
Circulante	101	111.093	727.760	97	4.618
Caixa e equivalentes de caixa	101	98.593	378.108	88	4.513
Não circulante	1.253.799	321.788	3.364.245	1.149.638	11.292
Total do ativo	1.253.900	432.881	4.092.005	1.149.735	15.910
Passivo					
Circulante	2.090	37.780	761.742	234	58.291
Empréstimos e financiamentos	-	13.705	101.316	-	-
Não circulante	-	49.234	1.472.358	1.554	-
Empréstimos e financiamentos	-	41.086	700.351	-	-
Patrimônio líquido (negativo)	1.251.810	345.867	1.857.905	1.147.947	(42.381)
Total do passivo e patrimônio líquido	1.253.900	432.881	4.092.005	1.149.735	15.910
Demonstração do resultado					
Receita líquida de vendas	-	70.221	1.095.636	-	-
Custos operacionais	(1.647)	(25.532)	(101.761)	(481)	(36.070)
Depreciação	-	(8.848)	(156.802)	-	-
Lucro bruto	(1.647)	44.689	993.875	(481)	(36.070)
Despesas gerais e administrativas	-	(2.854)	(44.315)	(1.584)	-
Receita financeira	-	4.332	41.720	8	133
Despesa financeira	(1)	(4.777)	(233.424)	(7)	(30.556)
Resultado operacional	(1.648)	41.390	757.856	(2.064)	(66.493)
Resultado de equivalência patrimonial	(42.286)	-	-	(38.953)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	(13.775)	(252.020)	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(43.934)	27.615	505.836	(41.017)	(66.493)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-
Lucro Líquido (prejuízo) do Exercício	(43.934)	27.615	505.836	(41.017)	(66.493)
Resultado abrangente do exercício	(43.934)	27.615	505.836	(41.017)	(66.493)

2020	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca	Lightger
Ativo						
Circulante	29.758	63.452	13.299	945.143	21.114	103.508
Caixa e equivalentes de caixa	26.073	10.425	5.939	262.620	8.466	80.173
Não circulante	80.499	208.577	404.588	21.369.986	88.642	128.937
Total do ativo	110.257	272.029	417.887	22.315.129	109.756	232.445
Passivo						
Circulante	1.655	22.259	26.664	1.149.935	16.817	72.086
Empréstimos e financiamentos	-	-	11.606	107.579	6.555	8.579
Não circulante	-	20.581	123.079	18.906.101	20.385	54.635
Empréstimos e financiamentos	-	-	105.515	4.902.313	19.975	54.613
Patrimônio líquido	108.602	229.189	268.144	2.259.093	72.554	105.724
Total do passivo e patrimônio líquido	110.257	272.029	417.887	22.315.129	109.756	232.445
Demonstração do resultado						
Receita líquida de vendas	33.739	73.595	49.008	3.200.238	33.550	51.938
Custos operacionais	(14.547)	(30.192)	(36.173)	(2.719.799)	(6.296)	(9.077)
Depreciação	(2.786)	(11.026)	(17.085)	(868.594)	(3.194)	(10.584)
Lucro bruto	19.192	43.403	12.835	480.439	27.254	42.861
Despesas gerais e administrativas	-	5.154	-	(82.383)	(1.472)	(1.297)
Receita financeira	1.022	2.168	333	258.775	303	2.029
Despesa financeira	(6)	(952)	(10.207)	(2.112.254)	(1.519)	(16.201)
Resultado operacional	20.208	49.773	2.961	(1.455.423)	24.566	27.392
Imposto de renda e contribuição social	(1.432)	(16.899)	(1.567)	9.756	(1.535)	(2.430)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	18.776	32.874	1.394	(1.445.667)	23.031	24.962
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	18.776	32.874	1.394	(1.445.667)	23.031	24.962
Resultado abrangente do exercício	18.776	32.874	1.394	(1.445.667)	23.031	24.962

2020	Amazônia Energia	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
Ativo					
Circulante	116	86.830	805.696	597	2.649
Caixa e equivalentes de caixa	101	74.234	385.220	572	2.465
Não circulante	1.296.085	331.496	2.460.761	1.188.588	10.429
Total do ativo	1.296.201	418.326	3.266.457	1.189.185	13.078
Passivo					
Circulante	557	29.623	503.049	222	73.516
Empréstimos e financiamentos	-	13.700	19.328	-	-
Não circulante	-	63.893	905.503	-	-
Empréstimos e financiamentos	-	54.764	261.024	-	-
Patrimônio líquido (negativo)	1.295.644	324.810	1.857.905	1.188.963	(60.438)
Total do passivo e patrimônio líquido (negativo)	1.296.201	418.326	3.266.457	1.189.185	13.078
Demonstração do resultado					
Receita líquida de vendas	-	73.240	1.042.130	-	-
Custos operacionais	(173)	(29.230)	(580.208)	-	(12.990)
Depreciação	-	(10.526)	(153.517)	-	(44)
Lucro (prejuízo) bruto	(173)	44.010	461.922	-	(12.990)
Despesas gerais e administrativas	-	(3.839)	(46.537)	(976)	-
Receita financeira	1	1.853	28.160	28	71
Despesa financeira	(2)	(5.839)	(62.522)	(2)	(5.437)
Resultado operacional	(174)	36.185	381.023	(950)	(18.356)
Resultado de equivalência patrimonial	(84.060)	-	-	(77.435)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	(3.034)	(126.735)	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(84.234)	33.151	254.288	(78.385)	(18.356)
Resultado abrangente do exercício	(84.234)	33.151	254.288	(78.385)	(18.356)
Lucro líquido (prejuízo) do Exercício	(84.234)	33.151	254.288	(78.385)	(18.356)
Resultado abrangente do exercício	(84.234)	33.151	254.288	(78.385)	(18.356)

Madeira Energia S.A. (“MESA”) e FIP Melbourne (veículo por meio do qual a Companhia possui participação na SAAG)

A MESA é a holding da empresa Santo Antônio Energia S.A. (“SAESA”), que tem por objetivo a operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio Energia e seu sistema de transmissão por 35 anos contados a partir da assinatura do contrato de concessão, em 13 de junho de 2008. A UHE Santo Antônio iniciou sua operação comercial com a 1ª unidade geradora, em 2012, e a sua geração plena se deu em dezembro de 2016. A MESA tem entre seus acionistas Furnas, Odebrecht Energia, SAAG e a Companhia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a MESA segue com capital circulante líquido negativo. Deve-se observar que as hidrelétricas constituídas sob o formato de *Project Finance* estruturalmente apresentam capital circulante líquido negativo nos primeiros anos de operação, pois são constituídas com elevados índices de alavancagem financeira. Em contrapartida, contam com contratos firmes de vendas de energia de longo prazo como suporte e garantia de pagamento de suas dívidas.

Para equalização da situação do capital circulante negativo, a MESA, além de alcançar a regularidade de sua geração operacional de caixa por meio dos contratos de venda de longo prazo, conta com os impactos positivos do reperfilamento de suas dívidas, que ajustou o fluxo de pagamento à sua real capacidade de geração de caixa.

Procedimento arbitral 115/2018 – Madeira Energia S.A

Em 2018, a SAAG e a Companhia instauraram o Procedimento Arbitral 115/2018, visando desconstituir o aumento de capital aprovado na assembleia geral extraordinária da MESA ocorrida em 28 de agosto de 2018, por meio de capitalização de créditos decorrentes da anulação do aumento de capital realizado em 2014, que havia sido anulado em processo arbitral anterior.

Em 13 de dezembro de 2021, foi divulgada a sentença arbitral anulando o aumento de capital discutido no referido Procedimento Arbitral, assim como em 16 de março de 2022 foi disponibilizada, pela Câmara de Arbitragem do Mercado, decisão em pedidos de esclarecimentos que determinou a devolução de aporte de capital feito pelos acionistas nessa investida.

Como consequência da sentença arbitral, a participação societária direta e indireta da Companhia na MESA, é aumentada de 8,54% para 9,86% e de 6,97% para 8,05%, respectivamente, e sua participação societária consolidada de 15,51% para 17,91%.

A Companhia, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, entende ser remota a reversão dos efeitos dessa sentença arbitral e aguarda o cumprimento da mesma.

Procedimento Arbitral 21.511/ASM/JPA (c. 21.673/ASM) – Santo Antônio Energia S.A.

Em 31 de janeiro de 2022, foi proferida sentença no âmbito do processo arbitral CCI n.º 21511/ASM/JPA (c. 21673/ASM), que representa a consolidação das discussões entre Santo Antônio Energia S.A. (SAESA), Consórcio Construtor Santo Antônio (CCSA) e outras partes, referentes, em síntese, aos seguintes questionamentos:

- i. Responsabilidade do CCSA pelo ressarcimento dos custos de recomposição de lastro e a utilização do limitador contratual previstos em contrato.
- ii. Responsabilidade da SAE sobre a elevação dos custos incorridos pelo CCSA decorrentes, principalmente, de greves e paralisações ocorridas de 2009 a 2013.

O resultado dessa arbitragem, disponibilizado pela Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional em 07 de fevereiro de 2022, indica que parte dos pedidos da SAESA foram deferidos, assim como alguns dos pedidos do CCSA e, conforme o caso, de seus consorciados em face da SAESA, tendo, inclusive, o tribunal arbitral declarado inicialmente a ineficácia do instrumento intitulado “Termos e Condições”, que embasava o reconhecimento, pela Companhia, dos “Dispêndios Reembolsáveis”, conforme nota explicativa das demonstrações financeiras da SAESA.

Além da procedência em relação aos pedidos do CCSA, dos quais a SAESA discorda veementemente, já provisionados nas demonstrações financeiras da SAESA sob as rubricas “Cauções em Garantia” (R\$770 milhões) e “Outras Provisões” (R\$492 milhões), foram deferidos outros pleitos com valor adicional estimado em R\$226 milhões a pagar.

De acordo com os contratos de financiamento firmados pela Companhia com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”) e contratos de financiamento mediante repasse de recursos do BNDES, os valores a que a SAESA eventualmente vier a ser condenada deverão ser pagos conforme procedimentos definidos nos respectivos contratos de financiamentos.

Em 09 de março de 2022, a SAESA protocolou pedido de esclarecimentos acerca de determinados pontos da sentença, inclusive relativos a aspectos pecuniários e entende que somente após apreciação deste pedido e de possíveis esclarecimentos a serem solicitados pelas outras partes envolvidas a sentença se tornará definitiva, apta a produzir efeitos e com a efetiva definição dos valores a serem eventualmente devidos pela SAESA.

A SAESA reiterou ainda que o Procedimento Arbitral se encontra em andamento e segue revestido de confidencialidade.

Investimento na Madeira Energia S.A.

A sentença arbitral, desfavorável aos pleitos da SAE, representa um evento subsequente ao período contábil a que se refere as demonstrações financeiras da Companhia, com efeito modificativo e de forma a refletir os resultados preliminares da referida sentença arbitral, uma vez que evidencia condições que já existiam em 31 de dezembro de 2021.

Como resultado das sentenças arbitrais mencionadas acima, a Companhia reconheceu a perda no montante de R\$366.850, resultando, assim, na redução a zero do valor do investimento, e constituiu uma provisão referente às obrigações assumidas perante a investida em acordos de suporte e garantias, no montante de R\$161.648.

Esta provisão foi estimada a partir da aplicação do percentual de participação societária direta da Companhia na MESA, atualmente 9,86%, sobre a saída de caixa prevista para fazer jus à dívida decorrente da sentença arbitral. Considerando haver circunstâncias específicas estabelecidas em acordos de acionistas, contrato de compra e venda de ações da SAAG e nas próprias garantias prestadas pela SAAG à SAESA, a Companhia entende que não possui responsabilidade em relação à sua participação indireta na MESA, atualmente 8,05%, uma vez que não assumiu as obrigações contraídas pela SAAG frente à SAESA antes de sua efetiva entrada no negócio, sendo que a outra acionista e antiga detentora de 100% da participação societária (AG Participações) permanece como garantidora de todas as obrigações perante essa investida.

Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte Energia S.A.

A Amazônia Energia e a Aliança Norte são acionistas da Norte Energia S.A. (“NESA”), sociedade titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará. Essa participação indireta da Companhia na NESA, por meio das controladas em conjunto mencionadas acima, é de 11,69%.

Em 31 de dezembro de 2021, a NESA apresenta capital circulante líquido negativo de R\$189.028 (R\$160.351 em 31 de dezembro de 2020) e ainda despenderá quantias relevantes em projetos previstos pelo seu contrato de concessão, mesmo após a conclusão da construção e plena operação da UHE Belo Monte. De acordo com estimativas e projeções, a situação do capital circulante líquido negativo, assim como as demandas para futuros investimentos na UHE, serão suportadas pelas receitas de operações futuras e/ou captação de financiamentos bancários.

A Companhia procedeu também com a análise do valor recuperável do seu investimento na NESA, com base no seu valor em uso e concluiu que o valor recuperável desse investimento supera o seu valor contábil em 31 de dezembro de 2021.

Em 21 de setembro de 2015, a NESA obteve decisão liminar determinando à Aneel que “até a análise do pleito liminar formulado no processo de origem, se abstenha de aplicar à agravante quaisquer penalidades ou sanções em decorrência da não entrada em operação da UHE Belo Monte na data estabelecida no cronograma original do projeto, incluindo aquelas previstas em Resolução Normativa da Aneel nº 595/2013 e no Contrato de Concessão 01/2010-MME da UHE Belo Monte”. A probabilidade de perda foi classificada como possível pelos assessores jurídicos da NESA, e o valor da perda estimada em Belo Monte até 31 de dezembro de 2021 é de R\$2.832.000 (R\$2.407.000 em 31 de dezembro de 2020).

a) Reestruturação societária de subsidiária integral de transmissão - Centroeste

Em 24 de novembro de 2021, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de seu capital social, realizado pela Cemig (controladora da Companhia) por meio de aporte do investimento devido na Centroeste, concretizando a reestruturação societária autorizada pelo Conselho de Administração da Cemig em 12 de fevereiro de 2021.

Essa transferência, que contou com a anuência prévia da Aneel, foi realizada pelo montante de R\$123.724, com base em Laudo de Avaliação patrimonial, a valores contábeis, na data-base de 31 de outubro de 2021.

O acervo líquido contábil da Centroeste descrito no laudo de avaliação está demonstrado a seguir:

	Centroeste
CIRCULANTE	
Caixa e equivalentes de caixa	22.693
Concessionárias e permissionárias	2.544
Tributos compensáveis	64
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	391
Ativo de contrato	26.528
Outros créditos	387
TOTAL DO CIRCULANTE	52.607
NÃO CIRCULANTE	
Depósitos vinculados	389
Ativo de contrato	90.724
Imobilizado	199
Outros créditos	18
Direito de uso	79
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	91.409
ATIVO TOTAL	144.016
CIRCULANTE	
Fornecedores	180
Tributos a recolher	1.176
Encargos regulatórios	637
Dividendos a pagar	11.039
Passivo de arrendamento	10
TOTAL DO CIRCULANTE	13.042
NÃO CIRCULANTE	
Fornecedores	19
Tributos diferidos	3.343
Imposto de renda e contribuição social	3.815
Passivo de arrendamentos	73
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	7.250
TOTAL DO PASSIVO	20.292
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	
Capital social	28.000
Reservas de lucros	95.724
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	123.724
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	144.016

b) Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

Investidas controladas em conjunto:

Norte Energia S.A. (“NESA”) – investimento por meio da Amazônia Energia e Aliança Norte

Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas da NESA e determinados executivos desses outros acionistas. No contexto acima, o Ministério Público Federal iniciou investigações sobre irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores da NESA e de seus outros acionistas, as quais ainda estão em curso. No momento, não há como determinar os resultados das referidas investigações, e seus respectivos desdobramentos, que podem, eventualmente, trazer consequências futuras à investida, além dos efeitos passados das baixas do ativo da infraestrutura no montante R\$183.000 registrada pela NESA em 2015, levando em consideração os resultados da investigação interna independente conduzida por ela e seus outros acionistas, cujos ajustes foram refletidos na Companhia por meio do resultado de equivalência patrimonial naquele mesmo ano.

Em 9 de março de 2018, foi deflagrada a “Operação Buona Fortuna”, em razão da 49ª fase da Operação Lava Jato. Segundo notícias veiculadas, a operação investiga pagamento de propina do Consórcio construtor de Belo Monte formado pelas empresas Camargo Corrêa, Andrade Gutierrez, Odebrecht, OAS e J. Malucelli. A Administração da NESA entende que, até o momento, não há fatos novos que tenham sido divulgados pela 49ª fase da operação Lava Jato que requeiram procedimentos de investigação interna adicionais aos que já foram efetuados.

A administração da Companhia com base no conhecimento que possui dos fatos acima descritos e nos procedimentos independentes executados, entende que as conclusões apresentadas no relatório da investigação independente estão adequadas e, portanto, nenhum ajuste foi efetuado em suas demonstrações contábeis regulatórias, e quaisquer alterações futuras no cenário existente terão seus impactos refletidos, apropriadamente, nas demonstrações contábeis regulatórias.

Madeira Energia S.A. (“MESA”)

Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal (MPF) que envolvem outros acionistas indiretos da MESA e determinados executivos desses outros acionistas indiretos. No contexto acima, o MPF iniciou investigações sobre irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores da MESA e de seus outros acionistas, as quais ainda estão em curso. Como resposta a alegações de possíveis atividades ilegais, a investida e seus outros acionistas iniciaram investigação interna independente.

A investigação interna independente, concluída em fevereiro de 2019, salvo novos desdobramentos futuros de eventuais acordos de leniência a serem celebrados por terceiros e/ou de termos de colaboração firmados por terceiros com as autoridades brasileiras, não encontrou evidências objetivas que permitam afirmar suposta existência de pagamentos indevidos por parte da MESA que devam ser considerados para eventual baixa contábil, repasse ou majoração de custos para fazer frente às vantagens indevidas e vinculação da MESA aos atos de seus fornecedores, nos termos das delações e colaborações tornadas públicas.

A administração da Companhia com base no conhecimento que possui dos fatos acima descritos e nos procedimentos independentes executados, entende que as conclusões apresentadas no relatório da investigação independente estão adequadas e, portanto, nenhum ajuste foi efetuado em suas demonstrações contábeis regulatórias, e quaisquer alterações futuras no cenário existente terão seus impactos refletidos, apropriadamente, em suas demonstrações contábeis regulatórias.

Outras investigações

Em adição ao mencionado acima, existem investigações sendo conduzidas pela Promotoria Pública do Estado de Minas Gerais e pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais, com o objetivo de identificar possíveis irregularidades nos investimentos da Companhia na Guanhães e na MESA.

Adicionalmente, desde 2017, a Renova, investida cuja participação societária detida pela Companhia foi classificada no ativo não circulante mantido para venda em 2021, é parte de uma investigação conduzida pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais e outras autoridades públicas relacionada a determinados aportes efetuados pelos acionistas controladores, incluindo a Companhia, e aportes efetuados em anos anteriores pela Renova em determinados projetos em desenvolvimento.

Os inquéritos policiais da Operação “E o Vento Levou” e da Polícia Civil do Estado de Minas Gerais ainda não foram concluídos, mas não são esperados efeitos resultantes dessas investigações que possam impactar significativamente as demonstrações regulatórias da Companhia, mesmo que eventualmente ainda não tenham sido registrados pela Renova, uma vez que não foram assumidas pela Companhia obrigações contratuais ou construtivas perante a investida.

Considerando o CCVA firmado para alienação do investimento detido na Renova, conforme nota explicativa nº 28, também não são esperados efeitos após a conclusão da transação de venda, considerando que o instrumento de compra e venda de ações não prevê qualquer direito de indenização contra a Companhia em relação a qualquer ato, fato, evento, ação ou omissão ocorrido antes e/ou após a data de sua assinatura, exceto na medida em que constituam uma violação ou inexatidão de quaisquer das declarações ou garantias prestadas pela Companhia. No âmbito do contrato, as partes reconheceram expressamente, o caráter de “porteira fechada” da transação.

Procedimentos internos relativos a riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Considerando as investigações por parte das autoridades públicas que estão sendo realizadas na Companhia, na sua controladora Cemig e em determinadas investidas, conforme descrito acima, os órgãos de governança da Cemig autorizaram a contratação de empresa especializada para analisar os procedimentos internos relacionados a esses investimentos. Essa investigação independente foi supervisionada por Comissão Especial de Investigação (CEI) cuja criação foi aprovada pelos órgãos de governança da Companhia.

A investigação interna e independente foi concluída e o seu relatório final foi entregue em 08 de maio de 2020, sendo que não foram identificadas evidências objetivas de atos ilegais nos investimentos realizados pela Companhia submetidos à investigação. Portanto, não houve impacto como resultado dessas investigações nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e 2020, tampouco em suas demonstrações contábeis regulatórias de exercícios anteriores.

No segundo semestre de 2019, a Companhia assinou acordo de cooperação com a Securities and Exchange Commission (SEC) e U.S. Department of Justice (DoJ), os quais se estenderam até agosto de 2021, sendo que em setembro de 2021, a Companhia firmou com o DoJ uma extensão do Tolling Agreement por um período adicional de doze meses. A Companhia tem atendido às solicitações e pretende continuar contribuindo com a SEC e o DoJ, em conformidade com as eventuais demandas apresentadas.

Em razão da finalização das investigações para as quais a Comissão Especial de Investigação (CEI) foi constituída, com a entrega do relatório final pela empresa especializada, os órgãos de governança da Companhia decidiram extinguir a referida Comissão. Na hipótese de haver eventuais necessidades futuras, em razão de desdobramentos da matéria, a Comissão poderá ser recomposta.

Ao final de 2020, a Companhia iniciou procedimentos internos para apuração de outras alegações recebidas pelo Ministério Público de Minas Gerais (MPMG) por meio de Ofícios encaminhados à Companhia cujo conteúdo compreende basicamente eventuais irregularidades no processo licitatório em compras, cuja investigação está sendo acompanhada por uma nova comissão, com o apoio de assessoria especializada.

A investigação interna e independente iniciada em 2020 foi concluída e o seu relatório final foi entregue e aprovado pela Comissão de Investigação em 24 de novembro de 2021, não tendo sido identificado nenhum assunto que possa apresentar impacto relevante às demonstrações regulatórias em 31 de dezembro de 2021 ou demonstrações regulatórias de exercícios anteriores. No entanto, a Companhia aguarda o desfecho das investigações em andamento por parte do MPMG e manifestação das autoridades nacionais e internacionais às quais os relatórios foram apresentados para confirmar se algum procedimento adicional será necessário.

A Companhia avaliará qualquer mudança nos cenários futuros e eventuais impactos, quando aplicável, que possam afetar as demonstrações contábeis regulatórias e permanece colaborando com as autoridades públicas nacionais e internacionais nas suas análises relacionadas às investigações em curso.

13. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

As taxas anuais de depreciação são definidas por tipo de bem, conforme a Resolução Aneel nº 674, de 11 de agosto de 2015, sendo observadas também as determinações do Decreto 2003, de 10 de setembro de 1996.

Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação %	2021			2020
		Bruto	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	3,04	4.139.641	(2.593.803)	1.545.838	1.641.032
Custo histórico		4.139.641	(2.593.803)	1.545.838	1.641.032
Transmissão	2,73	6.533.658	(4.920.034)	1.613.624	1.663.939
Custo histórico		2.321.804	(1.068.250)	1.253.554	1.207.338
Reavaliação		4.211.854	(3.851.784)	360.070	456.601
Administração	5,71	77.007	(59.449)	17.558	19.817
Custo histórico		88.084	(67.718)	20.366	22.908
Reavaliação		(11.077)	8.269	(2.808)	(3.091)
Total		10.750.306	(7.573.286)	3.177.020	3.324.788
Em curso					
Geração		120.655	-	120.655	143.607
Transmissão		373.862	-	373.862	297.695
Administração		16.719	-	16.719	11.075
(-) Provisão para redução ao valor recuperável		(32.680)	-	(32.680)	(47.134)
Total		478.556	-	478.556	405.243
Total		11.228.862	(7.573.286)	3.655.576	3.730.031

	Valor bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C) (3)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2021	Adições líquidas (A) – (B) + (C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2021	Valor líquido em 31/12/2020	Obrig.esp. brutas 31/12/2021	Amortização acumulada 31/12/2021	Obrigações especiais líquidas 31/12/2021
ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO													
Geração	4.130.247	-	(5.808)	15.202	-	4.139.641	9.394	(2.593.803)	1.545.838	1.641.032	(5.957)	-	(5.957)
Terrenos	166.599	-	(24)	-	-	166.575	(24)	(29.276)	137.299	140.846	-	-	-
Reservatórios, barragens e adutoras	2.248.621	-	(923)	651	-	2.248.349	(272)	(1.377.144)	871.205	931.548	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	655.573	-	(2.032)	434	-	653.975	(1.598)	(430.299)	223.676	238.581	-	-	-
Máquinas e equipamentos	1.227.582	-	(2.821)	14.031	-	1.238.792	11.210	(849.042)	389.750	406.179	(5.957)	-	(5.957)
Veículos	743	-	(2)	86	-	827	84	(784)	43	4	-	-	-
Móveis e utensílios	1.742	-	(6)	-	-	1.736	(6)	(1.709)	27	37	-	-	-
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (1)	(165.238)	-	-	-	-	(165.238)	-	94.450	(70.788)	(70.788)	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (2)	(5.375)	-	-	-	-	(5.375)	-	1	(5.374)	(5.375)	-	-	-
Transmissão	6.444.887	-	(28.490)	111.284	5.977	6.533.658	82.794	(4.920.034)	1.613.624	1.663.939	(205.009)	61.520	(143.489)
Terrenos	22.946	-	-	-	-	22.946	-	-	22.946	22.946	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	320.406	-	-	3.062	(807)	322.661	3.062	(248.849)	73.812	80.577	-	-	-
Máquinas e equipamentos	6.504.745	-	(28.490)	107.386	6.783	6.590.424	78.896	(4.762.093)	1.828.331	1.887.438	(205.009)	61.520	(143.489)
Veículos	1.461	-	-	843	-	2.304	843	(1.909)	395	1	-	-	-
Móveis e utensílios	1.195	-	-	(7)	1	1.189	(7)	(945)	244	282	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (2)	(405.866)	-	-	-	-	(405.866)	-	93.762	(312.104)	(327.305)	-	-	-
Administração	77.676	-	(124)	(545)	-	77.007	(669)	(59.449)	17.558	19.817	-	-	-
Terrenos	740	-	-	-	-	740	-	-	740	740	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	13.758	-	-	-	-	13.758	-	(9.074)	4.684	5.025	-	-	-
Máquinas e equipamentos	41.110	-	(102)	378	-	41.386	276	(31.850)	9.536	10.423	-	-	-
Veículos	16.495	-	-	(929)	-	15.566	(929)	(14.680)	886	1.722	-	-	-
Móveis e utensílios	5.573	-	(22)	6	-	5.557	(16)	(3.845)	1.712	1.907	-	-	-
Subtotal	10.652.810	-	(34.422)	125.941	5.977	10.750.306	91.519	(7.573.286)	3.177.020	3.324.788	(210.966)	61.520	(149.446)
ATIVO IMOBILIZADO EM CURSO													
Geração	143.607	70.671	(78.508)	(15.115)	-	120.655	(22.952)	-	120.655	143.607	(4.894)	-	(4.894)
Máquinas e equipamentos	22.369	7.069	(1.390)	(14.031)	-	14.017	(8.352)	-	14.017	22.369	(4.894)	-	(4.894)
Outros (3)	121.238	63.602	(77.118)	(1.084)	-	106.638	(14.600)	-	106.638	121.238	-	-	-
Transmissão	297.695	186.620	-	(110.453)	-	373.862	76.167	-	373.862	297.695	(2.047)	-	(2.047)
Máquinas e equipamentos	265.721	181.538	-	(107.391)	-	339.868	74.147	-	339.868	265.721	(2.047)	-	(2.047)
Outros	31.974	5.082	-	(3.062)	-	33.994	2.020	-	33.994	31.974	-	-	-
Administração	11.075	6.019	-	(375)	-	16.719	5.644	-	16.719	11.075	(21)	-	(21)
Máquinas e equipamentos	460	5.874	-	(375)	-	5.959	5.499	-	5.959	460	(21)	-	(21)
Outros	10.615	145	-	-	-	10.760	145	-	10.760	10.615	-	-	-
Subtotal	452.377	263.310	(78.508)	(125.943)	-	511.236	58.859	-	511.236	452.377	(6.962)	-	(6.962)
Provisão para redução ao valor recuperável	(47.134)	(1.439)	15.893	-	-	(32.680)	14.454	-	(32.680)	(47.134)	-	-	-
TOTAL DO ATIVO IMOBILIZADO	11.058.053	261.871	(97.037)	(2)	5.977	11.228.862	164.832	(7.573.286)	3.655.576	3.730.031	(217.928)	61.520	(156.408)

(1) Refere-se à contabilização de perda pela redução ao valor recuperável da Usina de Igarapé em função da suspensão da operação comercial, conforme Despacho nº 3.411, de 06 de dezembro de 2019.

(2) Refere-se à contabilização dos ajustes resultantes das renovações de concessões, conforme legislação vigente, contemplando a redução pelo valor da indenização deliberado pelo Poder Concedente.

(3) A Aneel autorizou, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.735, de 23 de fevereiro de 2021, a transferência da titularidade da concessão da PCH Poço Fundo da Cemig Geração e Transmissão S.A. para a Cemig Geração Poço Fundo. S.A.. A formalização da transferência foi realizada por meio da assinatura do novo contrato de concessão, de número 01/2021, em 16 de abril de 2021. No 3º trimestre de 2021, a Companhia aportou nesta investida, a título de adiantamento para futuro aumento de capital, os ativos vinculados à PCH Poço Fundo, no valor de R\$77.483, além do montante de R\$20.000, em espécie. O valor corresponde ao Ativo Imobilizado estão apresentados em conjunto com as demais baixas na Cemig GT em 2021 e compõe o montante de R\$75.388.

Adições do ativo imobilizado em curso	Material/ equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Outros gastos	Total 2021
Terrenos	2	471	1	-	474
Reservatórios, barragens e adutoras	250	17.456	2.276	3	19.985
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.376	8.723	420	27	11.546
Máquinas e equipamentos	137.801	48.479	8.435	-	194.715
Veículos	661	-	3	-	664
A ratear	9.453	2.589	1.268	-	13.310
Transformação, fabricação e reparo de materiais	-	12.305	335	-	12.640
Material em depósito	2.912	-	-	-	2.912
Adiantamentos a fornecedores	-	44	-	-	44
Depósitos judiciais	-	-	-	7.020	7.020
Total das adições	153.455	90.067	12.738	7.050	263.310

A Companhia não identificou indicativos de perda no valor recuperável de seus ativos imobilizados. Os contratos de concessão de geração preveem que ao final do prazo de cada concessão o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia. A Administração acredita que a indenização destes ativos será superior ao seu custo histórico, depreciado pelas respectivas vidas úteis.

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

Consórcio

A Companhia participa no consórcio de geração de energia elétrica de Queimado, para o qual não foi constituída entidade com característica jurídica independente para administrar o objeto da referida concessão. A parcela da Companhia no consórcio é registrada e controlada individualmente nas respectivas rubricas de ativo imobilizado e intangível.

	Participação na energia gerada (%)	Taxa Média Anual de Depreciação (%)	2021	2020
Em serviço				
Usina de Queimado	82,50	3,94	220.009	218.111
Depreciação acumulada			(126.583)	(117.271)
Total em operação			93.426	100.840
Em curso				
Usina de Queimado	82,50	-	43	1.580
Total em construção			43	1.580
Total			93.469	102.420

Composição do intangível

Intangível	Taxas anuais médias de amortização %	2021			2020
		Bruto	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	7,45	833.937	(75.192)	758.745	14.147
Custo histórico		833.937	(75.192)	758.745	14.147
Transmissão	14,70	31.790	(7.662)	24.128	24.263
Custo histórico		18.329	(11.878)	6.451	6.667
Reavaliação		13.461	4.216	17.677	17.596
Administração	18,19	29.079	(27.013)	2.066	2.956
Custo histórico		37.069	(34.679)	2.390	3.762
Reavaliação		(7.990)	7.666	(324)	(806)
Total		894.806	(109.867)	784.939	41.366
Em curso					
Geração		1.180	-	1.180	1.146
Transmissão		9.855	-	9.855	7.877
Administração		2.794	-	2.794	1.136
Total		13.829	-	13.829	10.159
Total		908.635	(109.867)	798.768	51.525

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B) (1)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2021	Valor Líquido em 31/12/2020
Em Serviço										
Geração	35.773	805.613	(8.924)	1.475	-	833.937	798.164	(75.192)	758.745	14.147
Servidões	11.448	-	(1.475)	1.475	-	11.448	-	(4.481)	6.967	7.525
Softwares	24.325	-	(7.449)	-	-	16.876	(7.449)	(11.866)	5.010	6.622
Repactuação do risco hidrológico GSF	-	805.613	-	-	-	805.613	805.613	(58.845)	746.768	-
Transmissão	31.775	-	-	15	-	31.790	15	(7.662)	24.128	24.263
Servidões	23.973	-	-	-	-	23.973	-	-	23.973	23.973
Softwares	7.802	-	-	15	-	7.817	15	(7.662)	155	290
Administração	28.779	-	-	300	-	29.079	300	(27.013)	2.066	2.956
Softwares	28.771	-	-	300	-	29.071	300	(27.005)	2.066	2.956
Outros	8	-	-	-	-	8	-	(8)	-	-
Subtotal	96.327	805.613	(8.924)	1.790	-	894.806	798.479	(109.867)	784.939	41.366
Em Curso										
Geração	1.146	1.509	-	(1.475)	-	1.180	34	-	1.180	1.146
Servidões	319	1.475	-	(1.475)	-	319	-	-	319	319
Softwares	827	34	-	-	-	861	34	-	861	827
Transmissão	7.877	1.993	-	(15)	-	9.855	1.978	-	9.855	7.877
Servidões	1.710	-	-	-	-	1.710	-	-	1.710	1.710
Softwares	6.161	1.993	-	(15)	-	8.139	1.978	-	8.139	6.161
Outros	6	-	-	-	-	6	-	-	6	6
Administração	1.136	1.958	-	(300)	-	2.794	1.658	-	2.794	1.136
Softwares	1.033	1.962	-	(300)	-	2.695	1.662	-	2.695	1.033
Outros	103	(4)	-	-	-	99	(4)	-	99	103
Subtotal	10.159	5.460	-	(1.790)	-	13.829	3.670	-	13.829	10.159
TOTAL	106.486	811.073	(8.924)	-	-	908.635	802.149	(109.867)	798.768	51.525

- (1) A Aneel autorizou, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.735, de 23 de fevereiro de 2021, a transferência da titularidade da concessão da PCH Poço Fundo da Cemig Geração e Transmissão S.A. para a Cemig Geração Poço Fundo, S.A.. A formalização da transferência foi realizada por meio da assinatura do novo contrato de concessão, de número 01/2021, em 16 de abril de 2021. No 3º trimestre de 2021, a Companhia aportou nesta investida, a título de adiantamento para futuro aumento de capital, os ativos vinculados à PCH Poço Fundo, no valor de R\$77.483, além do montante de R\$20.000, em espécie. O valor corresponde ao Ativo Intangível estão apresentados em conjunto com as demais baixas na Cemig GT em 2021 e compõe o montante de R\$2.095.

Os ativos intangíveis, direitos de exploração, concessão onerosa e outros são amortizáveis pelo método linear considerando o padrão de consumo destes direitos. A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos intangíveis, que são de vida útil definida. A Companhia não possui ativos intangíveis com vida útil indefinida.

Indenizações a receber

Contratos de concessão	2021	2020
Circulante		
006/97 - Transmissão - Portaria MME 120/2016	52.174	135.890
Não circulante		
006/97 - Transmissão - Portaria MME 120/2016	492.985	318.988
007/97 - Geração - Diversas Usinas	203.545	203.545
	748.704	658.423

Transmissão

Em 2017, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Livres, a Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro e a Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico obtiveram tutela antecipada no processo judicial promovido por essas entidades em face da Aneel e da União visando à suspensão dos efeitos sobre as tarifas da correção pelo custo de capital próprio real das parcelas não pagas entre 2013 e 2017 dos ativos da “Rede Básica”, devidos aos agentes do setor elétrico que fizeram a adesão aos termos da Lei 12.783/13.

Em 2020 as liminares foram cassadas e a Aneel homologou, de forma precária e provisória, a inclusão da remuneração pelo custo de capital próprio real atualizado apenas pelo IPCA do período entre os ciclos tarifários 2017-2018 e 2019-2020.

Em 06 de janeiro de 2021, a Advocacia Geral da União emitiu parecer sobre os efeitos jurídicos da reversão de medidas judiciais que suspendiam a remuneração do custo de capital das transmissoras definida na Portaria MME 120/2016, concluindo que esta deve ser atualizada pela taxa referente ao custo de capital próprio até 1º de julho de 2020, data do “efetivo pagamento”, sendo incorporada à RAP das transmissoras a partir do processo de 1º de julho de 2020 (ciclo 2020-2021), pelo prazo de oito anos.

Em 22 de abril de 2021, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.852, que alterou a Resolução Homologatória nº 2.712/2020, definindo, dentre outras disposições, o referido componente financeiro. Dessa forma, o custo de capital próprio associado a esse componente financeiro foi incorporado ao cálculo dos processos de revisão periódica de 2018 da RAP das concessões de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, causando dois efeitos: (i) novo valor do componente a ser considerado na RAP dos ciclos tarifários de 2020-2021 a 2025-2026; e (ii) valor residual referente à diferença entre o valor pago às transmissoras entre os ciclos tarifários 2017-2018 e 2019-2020 e o valor devido após a cassação das liminares.

Assim, o saldo devedor desse componente foi recalculado, considerando o custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio até a data do efetivo pagamento (1º de julho de 2020), descontado dos valores pagos trazidos a valor presente.

Adicionalmente, a Aneel decidiu pelo “reperfilamento” desses pagamentos, dentro do prazo de oito anos, de forma gradativa, e assegurando o valor presente líquido da operação.

O fluxo considerou o patamar mínimo de pagamento da dívida no ciclo 2021-2022, ou seja, com amortização nula do saldo devedor; taxa de amortização no ciclo 2022-2023 igual a 3,0%, de modo a amortizar parte da dívida e manter o patamar de pagamento estável; e pagamentos constantes nos ciclos 2023-2024 a 2027-2028, com taxas de amortização de 16,11% ao ano. Esse componente financeiro da receita não deve ser objeto da revisão periódica de 2023, a fim de promover a estabilidade regulatória e a mitigação do risco setorial.

Geração

A partir de agosto de 2013, ocorreu o término das concessões para diversas usinas operadas pela Companhia sob o Contrato de Concessão nº 007/1997, passando a Companhia a ter direito à indenização dos ativos ainda não amortizados, conforme previsto no contrato de concessão. Os saldos contábeis correspondentes a esses ativos totalizam R\$203.545 em 31 de dezembro de 2021 e em 31 de dezembro de 2020.

Central Geradora	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Saldo líquido dos ativos com base no Custo Histórico
Lote D			
UHE Três Marias	jul/15	396,00	71.694
UHE Salto Grande	jul/15	102,00	10.835
UHE Itutinga	jul/15	52,00	3.671
UHE Camargos	jul/15	46,00	7.818
PCH Piau	jul/15	18,01	1.531
PCH Gafanhoto	jul/15	14,00	1.232
PCH Peti	jul/15	9,40	1.346
PCH Dona Rita	set/13	2,41	534
PCH Tronqueiras	jul/15	8,50	1.908
PCH Joasal	jul/15	8,40	1.379
PCH Martins	jul/15	7,70	2.132
PCH Cajuru	jul/15	7,20	3.576
PCH Paciência	jul/15	4,08	728
PCH Marmelos	jul/15	4,00	616
Outras			
UHE Volta Grande	fev/17	380,00	25.621
UHE Miranda	dez/16	408,00	26.710
UHE Jaguará	ago/13	424,00	40.452
UHE São Simão	jan/15	1.710,00	1.762
		3.601,70	203.545

Repactuação do risco hidrológico (Generation Scaling Factor - GSF)

Em 09 de setembro 2020 foi publicada a Lei nº 14.052, que alterou a Lei nº 13.203/2015, estabelecendo o direito de ressarcimento pelos custos incorridos com o GSF, assumidos pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) entre os anos de 2012 e 2017.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, (ii) às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e (iii) por geração fora da ordem de mérito e importação. A referida compensação será realizada mediante extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 1º de dezembro de 2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabeleceu a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão: (i) desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE, e (iii) não ter repactuado o risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015.

Em 03 de agosto de 2021, a Aneel homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 2.919/2021, o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, incluindo todas as usinas da Companhia que se enquadram na repactuação, exceto Queimado e Irapé, que repactuaram o risco hidrológico por meio da Resolução nº 684/2015 e não foram contempladas na ReH nº 2.919/2021. Os valores homologados estão em linha com as estimativas da Companhia, baseadas na ReN. Aneel nº 895/2020.

Em 11 de junho de 2021, o Conselho de Administração da Companhia autorizou a renúncia de eventual processo judicial centrado no MRE, bem como a assinatura do Termo de Aceitação aos termos da Lei nº 14.052/2020, para as usinas dos Contratos de Concessão da Companhia. Com a aprovação do Conselho de Administração da adesão aos termos da Lei, a Companhia reconheceu, no 2º trimestre de 2021, um ativo intangível referente ao direito à extensão da outorga, em contrapartida à rubrica “Repactuação do risco hidrológico – Lei 14.052/20”, no montante de R\$683.405.

Em 14 de setembro de 2021, a Aneel homologou o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE, por meio da Resolução Homologatória ReH 2.932/2021, incluindo Irapé e Queimado, cujo prazo de extensão estava em discussão no âmbito do Regulador, não sendo contemplados na ReH 2.919/2021. Assim, no 3º trimestre de 2021, foi reconhecido um aumento do ativo intangível no montante de R\$122.208, referente à extensão da outorga dessas usinas. Como resultado, o ativo intangível alcançou o montante total de R\$805.613, reconhecido em contrapartida à rubrica “Repactuação do risco hidrológico – Lei 14.052/20”.

O valor justo do direito de extensão da outorga foi estimado individualmente, conforme tabela abaixo, utilizando a abordagem da receita, por meio da qual se converte valores futuros em um valor único atual, descontado pela taxa de rentabilidade aprovada pela Administração para a atividade de geração de energia, refletindo as expectativas de mercado atuais em relação aos valores futuros. A vida útil dos ativos que compõem o ativo imobilizado e o intangível foi ajustada para o novo prazo remanescente da concessão, ou seja, o prazo da extensão do direito de outorga da concessão foi adicionado ao prazo originalmente acordado.

Agente/Usina	Ativo intangível – Direito de extensão da outorga	Fim da concessão	Extensão em anos	Novo fim da concessão
Nova Ponte	254.956	23/07/2025	2,1	11/08/2027
Irapé	105.010	28/02/2035	2,6	18/09/2037
Queimado	19.326	18/12/2032	1,8	26/06/2034
São Bernardo (Cemig)	649	19/08/2025	1,9	27/06/2027
Emborcação	425.672	23/07/2025	1,8	26/05/2027
Total Cemig GT	805.613			

A ReH nº 2.919/2021 homologou os valores do direito à compensação das usinas São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, cuja titularidade era da Companhia no período indicado na Lei nº 14.052/2020 para compensação, mas esta Lei não especifica como esta será realizada na hipótese de ausência de dívidas com a União relativa ao regime de concessões determinado na Lei. Os valores apurados são:

Cemig Geração - Usinas Relicidas	Valor
São Simão	783.004
Miranda	145.528
Jaguará	237.218
Volta Grande	156.688
Total	1.322.438

Considerando que não existe previsão legal quanto à forma da compensação dos riscos não-hidrológicos e o direito da Companhia depende da ocorrência de eventos futuros incertos, que não estão totalmente sob seu controle, os ativos contingentes relativos às usinas listadas na tabela acima não foram reconhecidos.

14. FORNECEDORES

	2021	2020
Suprimento e transporte de energia elétrica	283.389	340.010
Materiais e serviços	50.990	52.564
	334.379	392.574

15. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	2021	2020
ICMS	17.910	15.663
PIS/Pasep	3.414	4.111
Cofins	15.696	19.015
INSS	6.497	5.662
ISSQN	1.857	1.756
Outros (1)	28.881	39.058
	74.255	85.265

(1) Inclui a retenção na fonte de imposto de renda sobre os juros sobre o capital próprio.

16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + Juros LP	Saldo total	Data captação repactuação	Tipo de garantia	Indexador ou juros	Spread % a.a.
Financ. / empréstimos moeda estrangeira	42.173	-	5.558.924	5.601.097				
Eurobonds	42.173	-	5.580.500	5.622.673	Jun-18	Aval/Fiança	USD	9,25%
(-) Custos de transação	-	-	(8.220)	(8.220)				
(+/-) Recursos antecipados (1)	-	-	(13.356)	(13.356)				
Financ. / empréstimos moeda nacional	21.915	406.448	-	428.363				
Debêntures - 3ª Série - 3ª emissão	21.915	406.448	-	428.363	Mar-12	Aval/Fiança	IPCA	6,20%
Dívidas com fundo de pensão	-	75.259	1.231.955	1.307.214				
Plano de saúde, odontológico e seg.vida	-	34.382	724.721	759.103				
Forluz - Reserva contratada	-	33.293	53.722	87.015	Jun-08	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Equacionamento (déficit 2015, 2016 e 2017)	-	7.589	114.372	121.961	Abr-19	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Previdência privada	-	(5)	339.140	339.135				

(1) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até o vencimento (*Yield to Maturity*) acordado em contrato do Eurobonds.

As debêntures de emissão da Companhia são do tipo “simples”, não conversíveis em ações, não havendo cláusulas de repactuação e debêntures em tesouraria.

	Data próximo pagamento juros	Frequência pagamento juros	Data próxima amortização	Vencimento final	Frequência de amortização	Sistema de amortização	Cronograma de amortização de principal e juros de longo prazo						
							2022	2023	2024	2025	2026	2027+	Total
Financ. / empréstimos moeda estrangeira							-	-	5.558.924	-	-	-	5.558.924
Eurobonds	05/06/2022	Semestral	05/12/2024	05/12/2024	Única	<i>Bullet (final)</i>	-	-	5.580.500	-	-	-	5.580.500
(-) Custo de transação							-	-	(8.220)	-	-	-	(8.220)
(+/-) Recursos antecipados							-	-	(13.356)	-	-	-	(13.356)
Dívidas com fundo de pensão							43.827	27.479	9.591	10.166	10.776	1.130.116	1.231.955
Plano de saúde, odontológico e seguro de vida							-	-	-	-	-	724.721	724.721
Forluz - Reserva contratada	31/01/2022	Mensal	31/01/2022	30/06/2024	Mensal	Price	35.291	18.431	-	-	-	-	53.722
Forluz - Equacionamento (déficit 2015, 2016 e 2017)	01/01/2022	Mensal	01/01/2022	01/02/2033	Mensal	Price	8.536	9.048	9.591	10.166	10.776	66.255	114.372
Forluz - Previdência Privada							-	-	-	-	-	339.140	339.140

Recuperação parcial dos Eurobonds – Tender Offer

Em 19 de julho de 2021, foi iniciada a oferta de aquisição em dinheiro, por parte da Companhia (“Tender Offer”), de títulos de dívida no mercado externo de sua emissão, com vencimento em 2024, remunerados a 9,25% ao ano, no montante principal de até US\$500 milhões. A implementação do Cash Tender considerou o preço de recompra de 116,25%, ou US\$1.162,50 por US\$1.000 do valor principal.

Em 30 de julho de 2021, foram recebidas ofertas de titulares de Notes representando o montante total de US\$774 milhões. Uma vez que o valor principal agregado de todas as Notes validamente ofertadas até a Data da Oferta Antecipada excedeu o montante máximo, a Companhia aceitou as Notes ofertadas em uma base pro rata, considerando o valor teto de US\$500 milhões.

Adicionalmente ao Valor Total de Aquisição, os titulares de Notes que foram validamente ofertadas e aceitas para a aquisição também receberam juros acumulados e não pagos desde, e incluindo, a última data de pagamento de juros até, mas não incluindo, a data inicial de liquidação, que ocorreu em 05 de agosto de 2021.

A liquidação financeira e cancelamento das notes ocorreu em 05 de agosto de 2021, sendo as ofertas encerradas em 13 de agosto de 2021. Segue abaixo tabela com os efeitos relacionados à recompra dos bonds:

	%	US\$	R\$
Valor principal	100,00	500.000	2.568.500
Prêmio mercado + Tender	16,25	81.250	417.381
Juros provisionados	1,54	7.708	39.598
		588.958	3.025.479
IOF incidente sobre o prêmio	0,38	309	1.586
Imposto de renda incidente sobre o prêmio	17,65	14.338	73.655
Imposto de renda incidente sobre os juros provisionados	17,65	1.360	6.988
		16.007	82.229
Total de pagamentos		604.965	3.107.708
Desfazimento parcial do hedge		-	(774.409)
Ajuste positivo da NDF (*)		-	(23.699)
Total		604.965	2.309.600

(*) Diferença entre a cotação do dólar PTAX no dia da compra (R\$5,137) em relação ao instrumento financeiro – NDF de proteção cambial, com a trava de compra do dólar na cotação de R\$5,0984.

Garantias

Em 31 de dezembro de 2021 o saldo devedor dos empréstimos e financiamentos da Companhia é garantido por sua controladora Cemig da seguinte forma:

	2021
Aval e fiança	6.029.460

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

	2022	2023	2024	Total
Moedas				
Dólar norte americano	42.173	-	5.580.500	5.622.673
Total por moedas	42.173	-	5.580.500	5.622.673
Indexadores				
IPCA (1)	428.367	-	-	428.367
Total por indexadores	428.367	-	-	428.367
(-) Custos de transação	(4)	-	(8.220)	(8.224)
(+/-) Recursos antecipados	-	-	(13.356)	(13.356)
Total geral	470.536	-	5.558.924	6.029.460

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

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

Moeda	Variação Acumulada em 2021 %	Variação Acumulada em 2020 %
Dólar norte-americano	7,39	28,93
IPCA	10,06	4,52

A movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures é como segue:

Saldos em 31 de dezembro de 2019	7.708.557
Variação monetária	35.134
Variação cambial	1.749.000
Encargos financeiros provisionados	923.243
Amortização dos custos de transação	12.095
Encargos financeiros pagos (1)	(923.510)
Amortização de principal	(650.098)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	8.854.421
Variação monetária	43.637
Variação cambial	353.950
Encargos financeiros provisionados	803.609
Ágio na recompra de títulos de dívida (Eurobonds)	491.037
Amortização dos custos de transação	16.359
Encargos financeiros pagos	(1.316.273)
Amortização de principal	(3.217.280)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	6.029.460

(1) O valor do IRRF sobre o ágio na recompra de títulos de dívida (Eurobonds) e sobre os juros provisionados foram compensados com créditos de PIS/Pasep e Cofins, nos montantes de R\$130.296 no exercício de 2020 e R\$80.643 no exercício de 2021.

A abertura dos ativos financeiros está apresentada a seguir:

31/12/2021	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + juros LP	Saldo total	Adimplente?	Indexador ou juros	Spread % a.a.
Ativos financeiros							
Caixa e aplicações financeiras							
Saldo final de caixa	-	-	-	3.772			
Aplic. Finan. – CDB	131	5.712	-	5.843	Sim	CDI	88,50% a 100,50%
Aplic. Finan. – Outros fundos de investimentos	6.636	611.494	127.128	745.258	Sim	CDI e Selic	9,12% a.a. a 130%
Aplic. Finan. – Outros	502	81.790	-	82.292	Sim	CDI e Selic	8,87% a.a. a 106,60%
Total	7.269	698.996	127.128	837.165			

A abertura dos instrumentos financeiros derivativos está apresentada a seguir:

Instrumentos derivativos	Instituição / contraparte	Data início	Vencimento	Custo ponta ativa	Custo ponta passiva	Valor contratado	Valor justo
Swap	Itaú/Bradesco/BTG Pactual/Goldman Sachs	07/12/2017 e 18/07/2018	05/12/2024	VC + 9,25	151,99% do CDI	1.213.046	2.948.930

A composição do endividamento e dívida líquida está apresentada a seguir:

Resumo	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + juros LP	Total 2021	Total 2020
Dívida bruta	64.088	481.707	6.812.455	7.358.250	10.312.106
Financ./empréstimos moeda estrangeira	42.173	-	5.580.500	5.622.673	7.812.981
Financ./empréstimos moeda nacional	21.915	406.448	-	428.363	1.041.440
Fundo de pensão	-	75.259	1.231.955	1.307.214	1.457.685
Ativos financeiros	7.269	698.996	127.128	833.393	(1.398.945)
Alta liquidez	502	81.790	-	82.292	(290.995)
Demais aplicações financeiras	6.767	617.206	127.128	751.101	(1.107.950)
(+) Dívida líquida I	71.357	1.180.703	6.939.583	8.191.643	8.913.161
(+/-) Derivativos / Fair value	-	-	1.213.046	1.213.046	(2.948.930)
(+) Dívida líquida II	71.357	1.180.703	8.152.629	9.404.689	5.964.231

Custos de empréstimos transferidos para investimentos

A Companhia não teve encargos de empréstimos e financiamentos vinculados a obras, transferidos para o ativo imobilizado no exercício de 2021.

Cláusulas contratuais restritivas – “Covenants”

Há cláusulas de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária, decorrente de inadimplemento em obrigação de valor individual ou agregado, da Companhia ou de sua controladora Cemig, superior a R\$50 milhões (“cross default”).

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

Título	Descrição da cláusula restritiva	Índice requerido Cemig GT	Índice requerido Cemig (garantidora)	Exigibilidade de cumprimento
7ª emissão de debêntures (1)	Dívida Líquida / (Ebitda + Dividendos Recebidos)	Manter índice igual ou inferior a: 2,5 em 2021	Manter índice igual ou inferior a: 2,5 em 2021	Semestral e anual
Eurobonds (2)	Dívida Líquida / Ebitda Ajustado para o Covenant (3)	Manter índice igual ou inferior a: 2,5 em 31/12/2021 em diante	Manter índice igual ou inferior a: 3,0 em 31/12/2021 em diante	Semestral e anual

(1) 7ª emissão de debêntures da Companhia, em dezembro de 2016, no montante de R\$2.240 milhões.

(2) Diante de uma eventual ultrapassagem dos covenants financeiros de manutenção, os juros serão automaticamente majorados em 2% a.a. durante o período em que permanecerem ultrapassados. Há também a obrigação de se respeitar um *covenant* “de manutenção” de dívida com garantia real na Demonstração Financeiras Societária Consolidada da Cemig em relação ao Ebitda de 2,0x (1,75x em dez/17) e um *covenant* “de incorrência” de dívida com garantia real na Companhia em relação ao Ebitda de 1,5x.

(3) O Ebitda ajustado corresponde ao lucro antes dos juros, impostos de renda e contribuição social sobre o lucro líquido, depreciação e amortização, calculado conforme a Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, do qual é subtraído o resultado não operacional, quaisquer créditos e ganhos não monetários que aumentem o lucro líquido, na medida em que não sejam recorrentes, e quaisquer pagamentos em dinheiro efetuados em bases societárias consolidadas durante esse período, referentes a encargos não monetários que foram adicionados novamente na determinação do Ebitda em qualquer período anterior, e acréscido de despesas não monetárias e encargos não monetários, na medida em que não sejam recorrentes.

As cláusulas restritivas permanecem em conformidade em 31 de dezembro de 2021.

As informações relativas aos instrumentos financeiros derivativos (operações de “swap”) contratados para proteção do serviço associado à dívida com Eurobonds (principal em moeda estrangeira mais juros), bem como a exposição da Companhia a riscos de taxas de juros, são divulgadas na nota explicativa nº 27 destas demonstrações contábeis regulatórias.

17. ENCARGOS SETORIAIS

	2021	2020
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH	2.227	9.004
Conta de desenvolvimento energético – CDE	63.060	64.179
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE	641	721
Prog.de incentivo às fontes altern. de energia elétrica – Proinfra	16.623	7.435
Fundo nacional de desenvolvimento científico tecnológico – FNDCT	577	1.329
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	181.067	272.881
Pesquisa expansão sistema energético	428	804
CDE sobre P&D	330	-
	264.953	356.353
Passivo circulante	198.130	263.507
Passivo não circulante	66.823	92.846

18. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

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

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

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

Plano Misto de Benefícios Previdenciários (“Plano B”) – Plano de contribuição definida na fase de acumulação de recursos para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo, bem como no recebimento dos benefícios por tempo de contribuição. A contribuição das Patrocinadoras é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes. Os riscos atuariais relacionados ao Plano B ocorrem, somente, a partir da opção pelo benefício de forma vitalícia no momento da aposentadoria do participante. Neste caso específico, a responsabilidade pelo risco de insuficiência de reservas para cobertura dos benefícios (déficits) é paritária entre as patrocinadoras e os participantes.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários (“Plano A”) – Inclui todos os participantes ativos e assistidos que optaram por migrar do antigo plano de benefício definido, fazendo jus a um benefício proporcional saldado. No caso dos ativos, esse benefício foi diferido para a data da aposentadoria. Os benefícios saldados do Plano A têm a característica de pagamento vitalício e a responsabilidade pelo risco de insuficiência de reservas para cobertura dos benefícios (déficits) é, exclusivamente, das patrocinadoras.

A Companhia mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela Forluz, contribuições para um plano de saúde e um plano odontológico para os empregados, aposentados e dependentes, administrados pela Cemig Saúde.

Seguro de vida

A Companhia disponibilizava, até o término da vigência do acordo coletivo findo em outubro de 2021, a cobertura de 50% da apólice de seguro de vida, com determinadas características específicas, para os aposentados.

Entretanto, em função das alterações realizadas no Acordo Coletivo de Trabalho 2021/2023, para oferta e custeio de seguro de vida para os empregados e ex-empregados, o referido benefício pós-emprego foi extinto e, desta forma, a Companhia realizou a baixa do saldo da obrigação, remensurado pelas premissas atuariais revisadas, em contrapartida ao resultado do exercício e patrimônio líquido, nos montantes de R\$91.290 e R\$13.618.

Em 2 de fevereiro de 2022 a Associação dos Eletricitários Aposentados e Pensionistas da Cemig e subsidiárias ("AEA/MG") pleiteou tutela de urgência para que a Cemig cumprisse e mantivesse integralmente os mesmos termos relativos ao custeio do prêmio do seguro de vida que vinha sendo praticado. Entretanto, em 11 de fevereiro de 2022, o Tribunal Regional do Trabalho da 3ª Região indeferiu tal requerimento, fundamentado no entendimento de que se trata de discussão envolvendo validade de norma coletiva.

Obrigações atuariais reconhecidas nas Demonstrações Contábeis Regulatórias

A Companhia demonstra nesta nota explicativa o passivo e as despesas em conexão com o Plano de Complementação de Aposentadoria, Plano de Saúde e Plano Odontológico e laudo preparado por atuários independentes na data base de 31 de dezembro de 2021.

Dívida pactuada com o fundo de pensão - Forluz

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possui registrada obrigação a pagar referente a *déficits* atuariais passados relacionados ao fundo de pensão no montante de R\$87.015 (R\$106.940 em 31 de dezembro de 2020). Esse valor foi reconhecido como obrigação a pagar e está sendo amortizado até junho de 2024, por meio de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price) e reajustadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido de 6% ao ano. Como essa dívida deverá ser paga mesmo em caso de *superávit* da Fundação, a Companhia mantém o registro integral da dívida, de forma específica, estando os impactos referentes à atualização monetária e juros registrados no resultado financeiro.

Equacionamento do déficit do Plano A da Forluz

A Forluz e as patrocinadoras Cemig, Cemig GT e Cemig D assinaram Instrumentos de Assunção de Dívida para Cobertura do Déficit do Plano A relativos aos anos de 2015, 2016 e 2017. Em 31 de dezembro de 2021, o montante total a ser pago pela Companhia em decorrência desses déficits é de R\$121.961 (R\$122.234 em 31 de dezembro de 2020, referente aos déficits de 2015, 2016 e 2017). As amortizações mensais são calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price) e serão pagas até 2031 para os déficits de 2015 e 2016, no montante de R\$79.979, e até 2033 para o déficit de 2017, no montante de R\$41.982. Os juros remuneratórios aplicáveis sobre o saldo devedor são de 6% ao ano, acrescidos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA-IBGE). Na ocorrência de equilíbrio atuarial do plano antes do período de amortização integral dos contratos, a Companhia ficará dispensada do pagamento das parcelas remanescentes e os contratos serão extintos.

Em dezembro de 2020, em conformidade com a legislação específica, a Forluz encaminhou à Cemig proposta de celebração de um novo Instrumento Particular de Assunção de Dívida entre a Forluz e as patrocinadoras Cemig, Cemig GT e Cemig D, conforme plano de equacionamento para cobertura de déficit do Plano A da Forluz verificado em 2019. O montante total a ser pago pela Companhia em decorrência do déficit apurado no Plano A, sem considerar a paridade contributiva, é de R\$36.304, através de 166 parcelas mensais, incidindo juros remuneratórios sobre o saldo devedor de 6% ao ano, acrescidos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA-IBGE). Na ocorrência de equilíbrio atuarial do plano antes do período de amortização integral do contrato, a Companhia ficaria dispensada do pagamento das parcelas remanescentes e o contrato seria extinto.

A Companhia, reconhecendo a obrigação legal quanto ao déficit do Plano A, correspondente à 50% do valor mínimo, respeitando a regra de paridade contributiva, realizou os pagamentos em consignação das parcelas de abril a dezembro de 2021, no montante de R\$1.535, que ficaram à disposição da Forluz para serem resgatados em conta em banco oficial. Devido à recusa do recebimento deste montante pela Forluz, a Companhia propôs, em 26 de maio de 2021, Ação de Consignação de Pagamento, que se encontra em sua fase inicial, de postulação.

A Forluz, em decorrência da não celebração do Instrumento Particular de Assunção de Dívida para cobertura do valor mínimo proposto no plano de equacionamento do déficit atuarial do Plano A verificado em 2019, bem como da recusa dos pagamentos em consignação realizados pela Companhia, entrou, em 27 de abril de 2021, com ação judicial contra as patrocinadoras Cemig, Cemig GT e Cemig D, requerendo que seja julgado procedente o pedido para assegurar o cumprimento da contratação da dívida para a cobertura do déficit do Plano A, no montante de R\$160.425, referente ao exercício de 2019. A probabilidade de perda foi avaliada como possível, em decorrência da ação ainda estar em fase de conhecimento, não havendo decisões de mérito. Além disso, houve o indeferimento da tutela de urgência requerida pela Forluz.

Informações atuariais

2021	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentados	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Valor presente das obrigações	2.669.508	744.895	14.207	-	3.428.610
Valor justo dos ativos do plano	(2.127.603)	-	-	-	(2.127.603)
Passivo líquido inicial	541.905	744.895	14.207	-	1.301.007
Ajuste ao teto de ativo (<i>asset ceiling</i>)	6.207	-	-	-	6.207
Passivo líquido no balanço patrimonial	548.112	744.895	14.207	-	1.307.214

2020	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentados	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Valor presente das obrigações	2.980.490	717.713	13.891	120.823	3.832.917
Valor justo dos ativos do plano	(2.380.823)	-	-	-	(2.380.823)
Passivo líquido inicial	599.667	717.713	13.891	120.823	1.452.094
Ajuste ao teto de ativo (<i>asset ceiling</i>)	5.591	-	-	-	5.591
Passivo líquido no balanço patrimonial	605.258	717.713	13.891	120.823	1.457.685

O teto de ativo (*asset ceiling*) é o valor presente de quaisquer benefícios econômicos disponíveis na forma de restituições provenientes do plano ou de reduções nas contribuições futuras para o plano.

O valor líquido do passivo dos planos de previdência é ajustado ao teto de ativo, que corresponde ao resultado superavitário do Plano B, o qual possui destinação específica conforme regulamentação do Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC.

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

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2019	2.976.005	672.996	12.850	125.801	3.787.652
Custo do serviço corrente	481	5.010	121	897	6.509
Juros sobre a obrigação atuarial	199.016	46.644	895	8.915	255.470
Perdas (ganhos) atuariais:					
Decorrentes de mudanças nas premissas demográficas	30.166	88.204	895	-	119.265
Decorrentes de mudanças nas premissas financeiras	(87.302)	(32.490)	(835)	(7.382)	(128.009)
Decorrentes de ajustes com base na experiência	60.503	(30.905)	592	(5.061)	25.129
	3.367	24.809	652	(12.443)	16.385
Benefícios pagos	(198.379)	(31.746)	(627)	(2.347)	(233.099)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2020	2.980.490	717.713	13.891	120.823	3.832.917
Custo do serviço corrente	523	5.063	128	797	6.511
Custo do serviço passado (1)	-	-	-	(91.290)	(91.290)
Juros sobre a obrigação atuarial	198.471	49.945	984	8.610	258.010
Perdas (ganhos) atuariais:					
Decorrentes de mudanças nas premissas demográficas	87.395	26.382	237	(3.456)	110.558
Decorrentes de mudanças nas premissas financeiras	(545.827)	(52.058)	(978)	(27.351)	(626.214)
Decorrentes de ajustes com base na experiência	160.152	35.993	600	(5.759)	190.986
	(298.280)	10.317	(141)	(36.566)	(324.670)
Benefícios pagos	(211.696)	(38.143)	(655)	(2.374)	(252.868)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2021	2.669.508	744.895	14.207	-	3.428.610

1) Devido às alterações realizadas no Acordo Coletivo de Trabalho 2021/2023, para oferta e custeio de seguro de vida para os empregados e ex-empregados, o referido benefício pós-emprego foi extinto e, desta forma, a Companhia realizou a baixa do saldo da obrigação.

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

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2019	2.367.313
Retorno real dos investimentos	164.125
Contribuições do empregador	47.764
Benefícios pagos	(198.379)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2020	2.380.823
Retorno real dos investimentos	(94.877)
Contribuições do empregador	53.353
Benefícios pagos	(211.696)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2021	2.127.603

Os valores reconhecidos na demonstração de resultado de 2021 e 2020 são como segue:

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Custo do serviço corrente	523	5.063	128	797	6.511
Custo do serviço passado	-	-	-	(91.290)	(91.290)
Juros sobre a obrigação atuarial	198.471	49.945	984	8.610	258.010
Rendimento sobre os ativos do plano	(157.116)	-	-	-	(157.116)
Despesa total em 2021 conforme cálculo atuarial	41.878	55.008	1.112	(81.883)	16.115

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Custo do serviço corrente	481	5.010	121	897	6.509
Juros sobre a obrigação atuarial	199.016	46.644	895	8.915	255.470
Rendimento sobre os ativos do plano	(156.177)	-	-	-	(156.177)
Despesa total em 2020 conforme cálculo atuarial	43.320	51.654	1.016	9.812	105.802

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2019	623.240	672.996	12.850	125.801	1.434.887
Despesa reconhecida no resultado	43.320	51.654	1.016	9.812	105.802
Contribuições pagas	(47.764)	(31.746)	(627)	(2.347)	(82.484)
Perdas atuariais (1)	(13.538)	24.809	652	(12.443)	(520)
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2020	605.258	717.713	13.891	120.823	1.457.685
Despesa reconhecida no resultado	41.878	55.008	1.112	9.407	107.405
Custo do serviço passado	-	-	-	(91.290)	(91.290)
Contribuições pagas	(53.353)	(38.143)	(655)	(2.374)	(94.525)
Perdas (ganhos) atuariais (1)	(45.671)	10.317	(141)	(36.566)	(72.061)
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2021	548.112	744.895	14.207	-	1.307.214
				2021	2020
Passivo circulante				75.257	66.206
Passivo não circulante				1.231.957	1.391.479

(1) Reconhecidas diretamente no resultado abrangente.

Os valores registrados no passivo circulante referem-se às contribuições a serem efetuadas pela Companhia, nos próximos 12 meses, para amortização das obrigações atuariais.

Os valores registrados na despesa reconhecida no resultado referem-se às parcelas dos custos com obrigação pós-emprego, que incluem o custo do serviço passado decorrente do cancelamento da obrigação pós-emprego do seguro de vida, no montante de R\$364 em 2021 (R\$93.882 em 2020), mais os encargos e variação monetária da dívida pactuada com a Forluz, no montante de R\$15.751 em 2021 (R\$11.920 em 2020).

A estimativa para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2022 é como segue:

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Custo do serviço corrente	465	3.762	94	-	4.321
Juros Sobre a obrigação atuarial	272.283	77.750	1.483	-	351.516
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(214.204)	-	-	-	(214.204)
Estimativa da despesa total em 2022 conforme cálculo atuarial	58.544	81.512	1.577	-	141.633

A expectativa de pagamento de benefícios para o exercício de 2022 é como segue:

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Estimativa de pagamento de benefícios	230.442	44.986	794	-	276.222

A Companhia tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão em 2022 no montante de R\$55.680 para amortização de *déficit* do Plano A e R\$23.491 para o Plano de Contribuição Definida (registradas diretamente no resultado do exercício).

Os prazos médios de vencimento das obrigações dos planos de benefício, em anos, são os seguintes:

Plano de pensão e suplementação de aposentadoria		Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida
Plano A	Plano B			
10,04	12,86	14,44	15,47	-

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

	2021	2020
Ações	7,77%	9,25%
Títulos de renda fixa	73,95%	72,18%
Imóveis	5,04%	3,71%
Outros	13,24%	14,86%
Total	100,00%	100,00%

Os seguintes ativos do plano de pensão, avaliados pelo valor justo, estão relacionados à Companhia:

	2021	2020
Debêntures não conversíveis emitidas pela Companhia	76.419	135.321
Imóveis da Forluz ocupados pela Companhia	59.640	61.344
	136.059	196.665

As principais premissas atuariais são conforme segue:

	2021			2020		
	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde e odontológico	Seguro de vida	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde e odontológico	Seguro de vida
Taxa anual de desconto para valor presente da obrigação atuarial	10,60%	10,75%	10,73%	6,83%	7,14%	7,25%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	10,60%	Não aplicável	Não aplicável	6,83%	Não aplicável	Não aplicável
Taxa anual de inflação de longo prazo	5,03%	5,03%	5,03%	3,32%	3,32%	3,32%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	5,03%	Não aplicável	6,29%	3,32%	Não aplicável	4,56%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 S10% por sexo	AT-2000 M&F S10% D20%	AT-2000 M&F S10% D20%	AT-2000 M S10% D10%	AT-2000 M S10% D20%	AT-2000 M S10% D20%
Tábua biométrica de entrada de invalidez	Não aplicável	Tasa 1927 agravo de 100%	Tasa 1927 agravo de 100%	Não aplicável	Álvaro Vindas D30%	Álvaro Vindas D30%
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT-83 IAM Male	MI-85 Female	MI-85 Female	AT-49 Male	Tábua MI-85 Female	Tábua MI-85 Female
Crescimento real das contribuições acima da inflação (1)	-	1,00%	-	-	1,00%	-

(1) A partir de 2018, foi adotada a premissa de crescimento real das contribuições acima da inflação, de 1,00% a.a.

A seguir, apresenta-se uma análise de sensibilidade considerando os efeitos de mudanças nas principais premissas atuariais utilizadas para determinar a obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2021:

Efeitos na obrigação de benefício definido	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Desagravamento da tábua de mortalidade em 1 ano	55.779	12.816	(228)	-	68.367
Agravamento da tábua de mortalidade em 1 ano	(56.834)	(13.081)	223	-	(69.692)
Decréscimo de 1% na taxa de desconto	255.174	101.297	2.009	-	358.480

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado utilizando-se o método do Crédito Unitário Projetado, mesmo método utilizado para calcular a obrigação de benefício definido reconhecida no Balanço Patrimonial.

A Companhia não realizou alterações nos métodos utilizados para calcular suas obrigações pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020.

19. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

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

Ações em que figura no polo passivo

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

	31/12/2020	Adições	Reversões	Liquidações	31/12/2021
Trabalhistas	58.687	7.225	-	(5.955)	59.957
Cíveis	200	126	(200)	(126)	-
Tributárias	307.014	10.534	-	(261)	317.287
Regulatórias	3.426	1.538	-	(833)	4.131
Outras	48.934	15.739	(1.669)	(6.607)	56.397
Total	418.261	35.162	(1.869)	(13.782)	437.772

	31/12/2019	Adições	Reversões	Liquidações	31/12/2020
Trabalhistas	69.044	12.358	(9.322)	(13.393)	58.687
Cíveis	182	18	-	-	200
Tributárias	285.903	21.846	(8)	(727)	307.014
Regulatórias	3.004	1.172	(14)	(736)	3.426
Outras	42.072	7.184	-	(322)	48.934
Total	400.205	42.578	(9.344)	(15.178)	418.261

A Administração da Companhia, tendo em vista os prazos e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório, acredita não ser praticável fornecer informações úteis aos usuários destas demonstrações contábeis regulatórias a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, bem como de quaisquer possibilidades de reembolsos.

A Companhia acredita que eventuais desembolsos, após o desfecho dos respectivos processos, em excesso aos montantes provisionados, não afetarão, de forma relevante, o resultado das operações e da sua posição financeira.

As principais provisões e passivos contingentes estão detalhados a seguir, incluindo a melhor expectativa dos desembolsos futuros para sua liquidação:

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

Trabalhistas

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

O montante das contingências é de, aproximadamente, R\$150.416 (R\$138.866 em 31 de dezembro de 2020), dos quais R\$59.957 foram provisionados (R\$58.687 em 31 de dezembro de 2020), sendo essa a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Alteração do índice de correção monetária dos processos trabalhistas

Em dezembro de 2020, o Supremo Tribunal Federal (“STF”) julgou parcialmente procedente duas Ações Declaratórias de Constitucionalidade e definiu que a correção aplicada aos débitos trabalhistas deve observar a incidência do IPCA-E na fase pré-judicial e, a partir da citação, a aplicação da taxa Selic, afastando a aplicabilidade da Taxa Referencial (TR) aos débitos trabalhistas em geral. Os efeitos desta decisão foram modulados da seguinte forma:

- Os pagamentos realizados, em tempo e modo oportunos, mediante aplicação da TR, do IPCA-E ou de qualquer outro índice, deverão ser mantidos válidos e não ensejarão qualquer rediscussão;
- Os processos em curso, que estejam sobrestados na fase de conhecimento, devem ter aplicação da taxa Selic de forma retroativa, sob pena de alegação futura de inexigibilidade de título judicial fundado em interpretação contrária ao posicionamento do STF; e,
- Aplicação automática do entendimento às ações transitadas em julgado, desde que não haja qualquer manifestação expressa quanto aos índices de correção monetária e taxa de juros, inclusive em caso de omissão expressa ou simples consideração de seguir os critérios legais.

Tributárias

Contribuições Previdenciárias – Participação nos Lucros e Resultados

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos e judiciais contra a Companhia, relativamente às contribuições previdenciárias sobre o pagamento de Participação nos Lucros e Resultados (PLR) a seus empregados entre os anos de 1999 e 2016, alegando que a Companhia não atendeu aos requisitos da Lei nº 10.101/2000 por não estabelecer previamente regras claras e objetivas para a distribuição desses valores. Em agosto de 2019, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região publicou decisão desfavorável à Companhia sobre o tema. Consequentemente, a Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, reavaliou a probabilidade de perda de possível para provável de determinadas parcelas pagas a título de PLR, mantendo a classificação da probabilidade de perda como possível das demais parcelas por acreditar ter argumentos de mérito para defesa.

O montante das contingências é de, aproximadamente, R\$375.970 (R\$363.794 em 31 de dezembro de 2020), dos quais R\$314.017 (R\$303.984 em 31 de dezembro de 2020) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos, em 31 de dezembro de 2021, para liquidar estas discussões.

Não homologação da Compensação de Créditos Tributários

A Receita Federal do Brasil não homologou a declaração de compensação de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica – DIPJ, além de pagamentos a maior, identificados pelos DARFs e/ou DCTFs, envolvendo os seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS/Pasep e Cofins. A Companhia está contestando a não homologação das compensações. O valor da contingência é de R\$70.709 (R\$77.334 em 31 de dezembro de 2020), dos quais R\$1.152 (R\$1.130 em 31 de dezembro de 2020) foram provisionados, em razão do atendimento dos requisitos legais pertinentes, constantes no Código Tributário Nacional (CTN).

Demais Ações tributárias

A Companhia é parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, em que são discutidos, dentre outros, assuntos relativos ao Programa de Integração Social (PIS), à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), ao Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ), à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e aos embargos à execução fiscal. O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$79.190 (R\$71.018 em 31 de dezembro de 2020), dos quais R\$2.118 (R\$1.900 em 31 de dezembro de 2020) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Regulatórias

A Companhia é ré em processos administrativos e judiciais em que são questionadas, principalmente, a redução de contrato de fornecimento de energia elétrica, a limitação de procedimento para operação de barragem de usina, auto de infração decorrente de fiscalização do órgão regulador, dentre outras. O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$47.915 (R\$48.213 em 31 de dezembro de 2020), dos quais R\$4.131 (R\$3.426 em 31 de dezembro de 2020) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de saída de recursos para liquidar estas discussões.

Outros Processos no Curso Normal dos Negócios

A Companhia está envolvida, como impetrante ou ré, em outros litígios, de menor relevância, relacionados ao curso normal de suas operações, no montante estimado de R\$195.635 (R\$237.534 em 31 de dezembro de 2020), dos quais R\$56.397 foram provisionados (R\$49.134 em 31 de dezembro de 2020). A Administração acredita que possui defesa adequada para estes litígios e não são esperadas perdas relevantes, relacionadas a estas questões, que possam ter efeito adverso na posição financeira e no resultado das operações da Companhia. Os principais assuntos relacionados a essas contingências dizem respeito à prestação de serviço de limpeza de faixa de servidão e aceiros e às relações de consumo.

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

Impostos e Contribuições

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

Indenização do anuênio

A Companhia pagou uma indenização aos empregados, em 2006, no montante de R\$41.860, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia não efetuou os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerar que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa no futuro, a Companhia impetrou mandados de segurança que permitiram o depósito judicial no valor de R\$28.716, que atualizado representa o valor de R\$68.399 (R\$67.371 em 31 de dezembro de 2020), registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R\$71.097 (R\$69.439 em 31 de dezembro de 2020) e, com base nos argumentos acima, a Administração classificou a probabilidade de perda como possível.

Contribuições Previdenciárias

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos contra a Companhia, relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: programa de alimentação do trabalhador (PAT), auxílio-educação, auxílio-alimentação, adicional aposentadoria especial, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat e multa por descumprimento de obrigação acessória. A Companhia apresentou as defesas e aguarda julgamento. O valor da contingência é de aproximadamente R\$18.655 (R\$18.146 em 31 de dezembro de 2020). A Administração classificou a probabilidade de perda como possível tendo em vista, inclusive, a avaliação de perda na esfera judicial, fundamentada na avaliação dos pedidos e jurisprudência relativa às questões.

Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

A Receita Federal do Brasil lavrou autos de infração contra a Companhia nos exercícios de 2012 e 2013 em razão da não adição ou dedutibilidade indevida de valores da base de cálculo da CSLL, com destaque para as parcelas relativas a: i) tributos com exigibilidade suspensa; ii) doações e patrocínios (Lei nº 8.313/91); e iii) multas por infrações de naturezas diversas. O montante desta contingência é de R\$87.844 (R\$85.011 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia classificou a probabilidade de perda como possível em conformidade à análise da jurisprudência relativa à questão.

Questões Regulatórias

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

A AES Sul Distribuidora questiona, judicialmente, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessora da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), durante o período do racionamento, e obteve decisão judicial liminar favorável, em fevereiro de 2006, em que se determinou que a Aneel atendesse ao pleito da distribuidora e procedesse, com a CCEE, à recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288 de 2002.

Tal medida deveria ser efetivada na CCEE, a partir de novembro de 2008, e implicaria em um desembolso adicional para a Companhia, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, com a CCEE, no valor aproximado de R\$436.835 (R\$376.228 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de se depositar o valor devido, em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE e classificou a possibilidade de perda como possível em razão de se tratar de Acordo Geral do Setor Elétrico, no qual a Companhia possui documentação hábil para suas alegações.

Questões Ambientais

Impactos Ambientais Decorrentes de Construção de Usinas

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou ações civis públicas requerendo a formação de Área de Preservação Permanente (APP) no entorno do reservatório da usina hidrelétrica de Capim Branco, suspensão dos efeitos das licenças ambientais e recuperação de supostos danos ambientais. A Companhia, baseada na opinião de seus assessores jurídicos acerca das alterações ocorridas no novo código florestal e na jurisprudência relativa ao tema, classificou a probabilidade de perda nesta discussão como possível, e o valor estimado da contingência é de R\$123.098 (R\$105.552 em 31 de dezembro de 2020).

Outras Questões Ambientais

A Companhia está envolvida em assuntos ambientais, os quais se referem a áreas protegidas, licenças ambientais, recuperação de danos ambientais e outros, no montante de R\$58.965 (R\$50.377 em 31 de dezembro de 2020), para os quais não há saldo provisionado, pois, a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, classificou a probabilidade de perda como possível.

IDPJ Renova

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 controladora Cemig, no polo passivo do cumprimento de sentença, de forma a responderem solidariamente. O montante envolvido nesta discussão foi estimado em R\$86.256 em 31 de dezembro de 2021 (R\$76.055 em 31 de dezembro de 2020) e a probabilidade de perda foi avaliada como possível.

20. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Composição das obrigações especiais	Amortização - taxa média anual	Custo histórico	Reavaliação	Saldo em 2021	Saldo em 2020
Em serviço		(184.418)	(26.548)	(210.966)	(210.137)
Participação da união, estados e municípios		(10)	-	(10)	(10)
Participação financeira do consumidor		(180.181)	(26.518)	(206.699)	(205.870)
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido		(200)	(30)	(230)	(230)
Pesquisa e desenvolvimento		(4.027)	-	(4.027)	(4.027)
(-) Amortização acumulada - AIS	3,41%	41.276	20.244	61.520	54.311
Participação financeira do consumidor		41.200	20.193	61.393	54.193
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido		76	51	127	118
Em curso		(6.962)	-	(6.962)	(5.204)
Participação da união, estados e municípios		(105)	-	(105)	(105)
Participação financeira do consumidor		(1.879)	-	(1.879)	(121)
Pesquisa e desenvolvimento		(4.915)	-	(4.915)	(4.915)
Valores pendentes de recebimento		(63)	-	(63)	(63)
Total		(150.104)	(6.304)	(156.408)	(161.030)

Movimento das obrigações especiais	Saldo em 2020	Adição	Transferência	Reavaliação	Saldo em 2021
Em serviço	(210.137)	-	(829)	-	(210.966)
Participação da união, estados e municípios	(10)	-	-	-	(10)
Participação financeira do consumidor	(205.870)	-	(829)	-	(206.699)
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido	(230)	-	-	-	(230)
Pesquisa e desenvolvimento	(4.027)	-	-	-	(4.027)
	-	-	-	-	-
(-) Amortização acumulada - AIS	54.311	6.272	-	937	61.520
Participação financeira do consumidor	54.193	6.264	-	936	61.393
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido	118	8	-	1	127
	-	-	-	-	-
Em curso	(5.204)	(2.587)	829	-	(6.962)
Participação da união, estados e municípios	(105)	-	-	-	(105)
Participação financeira do consumidor	(121)	(2.587)	829	-	(1.879)
Pesquisa e desenvolvimento	(4.915)	-	-	-	(4.915)
Valores pendentes de recebimento	(63)	-	-	-	(63)
Total	(161.030)	3.685	-	937	(156.408)

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

a) Capital Social

Em 31 de dezembro de 2021, o capital social da Companhia é de R\$4.123.724 (R\$4.000.000 em 31 de dezembro de 2020), representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas, subscritas e integralizadas, sem valor nominal, de propriedade integral da Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig.

Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Em 30 de julho de 2021, a Cemig (controladora da Companhia) realizou adiantamento para futuro aumento de capital, no valor de R\$1.350.000, com a finalidade de compor os recursos necessários a esta controlada para implementação do Cash Tender. Maiores informações sobre a operação da *Tender Offer* na nota explicativa nº 16.

Aumento de Capital

Em 24 de novembro de 2021, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de seu capital social no montante de R\$123.724, realizado pela Cemig (controladora da Companhia) por meio de aporte do investimento detido na Centroeste, concretizando a reestruturação societária autorizada pelo Conselho de Administração da Cemig em 12 de fevereiro de 2021. Mais detalhes na nota explicativa nº 12.

b) Lucro Societário básico e diluído por ação

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

	2021	2020
Quantidade de ações	2.896.785.358	2.896.785.358
Lucro societário do exercício	871.434	1.055.535
Lucro societário por ação – básico e diluído (em R\$)	0,30	0,36

A opção de venda de investimentos descrita na nota explicativa nº 27 tem potencialmente o poder de diluir os resultados por ação básicos no futuro, entretanto, não provocou diluição no lucro por ação nos exercícios apresentados.

c) Reservas

Reservas de Lucros

A composição da conta reservas de lucros, apresentada nessas demonstrações contábeis regulatórias, é demonstrada como segue:

	2021	2020
Reservas de lucros		
Reserva legal	308.328	264.756
Reserva de incentivos fiscais – Sudene	44.727	44.727
Reserva de retenção de lucros societária	1.888.682	1.540.459
Absorção de prejuízos regulatórios	(901.183)	(732.107)
Reserva de retenção de lucros regulatória	987.499	808.352
	1.340.554	1.117.835

Reserva Legal

A constituição da Reserva Legal é obrigatória, por lei, e tem por finalidade assegurar a integridade do Capital Social, condicionada a sua utilização à compensação de prejuízos ou ao aumento do capital. A partir de 2020 a reserva legal passou a ser calculada com base no lucro líquido societário do exercício ajustado pela reserva de incentivos fiscais.

Reserva de Retenção de Lucros

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

Reserva de Incentivos Fiscais

A Companhia possui o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, inclusive do adicional, calculado com base no lucro da exploração na região da Sudene pelo prazo de 10 anos, a partir do ano-calendário de 2014. O saldo da reserva de incentivos fiscais em 31 de dezembro de 2021 é R\$44.727 (R\$44.727 em 31 de dezembro de 2020).

d) Remuneração aos acionistas

O Estatuto Social da Companhia determina que, no mínimo, 50% do lucro líquido societário apurado em cada exercício social será destinado ao pagamento de dividendos obrigatórios ao acionista único da Companhia.

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

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

Em 29 de junho de 2021 e 10 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a declaração de Juros sobre o Capital Próprio – JCP nos montantes de R\$135.134 e R\$156.328, respectivamente, a serem imputados ao dividendo mínimo obrigatório de 2021, com retenção de 15% de imposto de renda na fonte, nos termos da legislação em vigor. Os benefícios fiscais decorrentes dos pagamentos foram de R\$99.097, reconhecidos no resultado do exercício de 2021.

O cálculo dos dividendos societários para os exercícios de 2021 e 2020 é conforme segue:

	2021	2020
Dividendos obrigatórios		
Lucro líquido societário do exercício	871.434	1.055.535
Dividendo obrigatório – 50% do lucro líquido societário	435.717	527.768
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre o capital próprio	43.719	33.780
	479.436	561.548
Dividendos declarados		
Juros sobre capital próprio	291.462	225.200
Dividendos estatutários	187.974	336.348
	479.436	561.548
Dividendos e juros sobre capital próprio por ação		
Dividendos obrigatórios (em R\$)	0,06	0,12
Juros sobre capital próprio (em R\$)	0,10	0,08

A movimentação dos dividendos e juros sobre capital próprio a pagar está demonstrada a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2019	781.769
Proposta dividendos	336.348
Declaração de Juros sobre capital próprio	225.200
IR sobre juros sobre capital próprio	(33.780)
Pagamento dividendos e JCP	(417.539)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	891.998
Proposta dividendos	187.974
Declaração de juros sobre o capital próprio	291.462
IR sobre juros sobre o capital próprio	(43.719)
Pagamento dividendos e JCP	(527.768)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	799.947

e) Destinação do Resultado Societário de 2021

O Conselho de Administração deliberou na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), realizada em abril de 2022, a seguinte destinação do Lucro Líquido societário de 2021, no montante de R\$871.434, do saldo de realização do custo atribuído de Imobilizado no montante de R\$8.785 e ajuste devedor de R\$8.988 contra Lucros Acumulados referente a benefícios pós-emprego:

- R\$43.572 foram destinados para constituição de Reserva Legal;
- R\$479.436 foram destinados ao pagamento de dividendos, conforme abaixo:
 - R\$291.462 por meio de Juros sobre o Capital Próprio (“JCP”) declarados em 29 de junho de 2021 e 10 de dezembro de 2021;
 - R\$187.974 para pagamento de dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$348.223 foram mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia.

A Reserva de Lucros a Realizar continuou com o saldo de R\$222.935, considerando o saldo anterior da reserva e a nova constituição de reserva em 2021 de mesmo valor.

O pagamento dos dividendos será realizado até 30 de dezembro de 2022, conforme disponibilidade de caixa e a critério da Diretoria Executiva.

f) Outros Resultados Abrangentes

Referem-se aos ajustes das obrigações de benefícios pós-emprego que consistem dos ganhos ou das perdas resultantes das remensurações do valor líquido do passivo de benefício definido, conforme laudo atuarial, e da Base de Remuneração Regulatória - BRR, cujos valores estão demonstrados na tabela abaixo:

	2021	2020
Ajustes de passivos atuariais – benefícios a empregados	(570.773)	(627.322)
Ajustes de reavaliação – BRR	243.084	305.619
Outros resultados abrangentes	(327.689)	(321.703)

Os ajustes das obrigações de benefícios pós-emprego consistem nos ganhos ou perdas resultantes das remensurações do valor líquido do passivo de benefício definido, conforme laudo atuarial. A Companhia reclassificou o saldo acumulado de perdas atuariais do seguro de vida para Lucros Acumulados, no montante de R\$8.988, líquido de tributos, devido ao cancelamento do benefício pós-emprego e baixa do saldo da obrigação (mais detalhes na nota explicativa nº 18).

22. RECEITAS

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

	Nº consumidores (1)		GWh (1)			
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Fornecimento faturado	3.076	2.281	17.772	14.408	4.588.345	3.662.629
Industrial	1.388	1.095	13.582	10.217	3.680.888	2.760.372
Comercial	1.678	1.175	4.159	4.174	898.860	897.680
Rural	10	11	31	17	8.597	4.577
Fornecimento - não faturado	-	-	-	-	47.367	(13.364)
Suprimento faturado (2)	48	55	9.018	12.710	2.239.602	2.866.257
Suprimento - não faturado	-	-	-	-	(122.630)	63.882
Total fornecimento/suprimento	3.124	2.336	26.790	27.118	6.752.684	6.579.404
Uso da rede elétrica de transmissão faturado (a)	-	-	-	-	1.187.328	1.210.196
Energia elétrica de curto prazo (b)	-	-	-	-	278.347	105.327
Total	3.124	2.336	26.790	27.118	8.218.359	7.894.927

(1) Informações, em MWh, não auditadas pelos auditores independentes.

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

a) Receita de uso da rede elétrica de transmissão

Corresponde à parcela recebida dos agentes do setor elétrico referente à operação e manutenção (O&M) da rede de linhas de transmissão representada pela Receita Anual Permitida – RAP.

b) Receita de transações com energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Corresponde à apuração mensal do resultado líquido positivo das liquidações das operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE, cuja contraprestação corresponde ao produto da energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

c) Impostos e encargos incidentes sobre a receita

	2021	2020
Tributos		
ICMS	640.069	521.568
Cofins	581.319	554.519
PIS/Pasep	126.207	120.388
ISSQN	3	31
	1.347.598	1.196.506
Encargos		
Reserva global de reversão – RGR	12.210	13.000
Conta de desenvolvimento energético – CDE	242.683	233.998
CDE sobre P&D	3.777	-
Proinfa	65.733	38.532
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	19.018	26.420
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	8.241	8.882
Compensação financ. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	19.830	40.546
	371.492	361.378
	1.719.090	1.557.884

23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS

Energia elétrica comprada para revenda	2021	2020
Energia de curto prazo – CCEE	175.603	338.982
Energia adquirida no ambiente livre	4.599.033	3.950.026
Créditos de PIS/Pasep e Cofins	(436.718)	(383.175)
	4.337.918	3.905.833

24. CUSTOS GERENCIÁVEIS

a) Pessoal e administradores

	2021	2020
Pessoal	322.552	413.621
Remuneração	191.250	173.327
Encargos	69.710	61.855
Previdência privada - corrente	19.834	18.048
Benefício pós-emprego - previdência privada	26.127	31.400
Programa de demissão voluntária	7.408	5.003
Despesas rescisórias	285	4.615
Participação nos lucros e resultados - PLR	32.294	24.736
Outros benefícios - corrente	33.035	29.214
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial (1)	(25.763)	62.483
Outros	(31.628)	2.940
Administradores	3.464	2.917
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	3.174	2.678
Benefícios dos administradores	290	239
	326.016	416.538

(1) Devido às alterações realizadas no Acordo Coletivo de Trabalho 2021/2023, para oferta e custeio de seguro de vida para os empregados e ex-empregados, a Companhia entende que cancelou, totalmente, o benefício pós-emprego e, desta forma, realizou a baixa do saldo da obrigação, remensurado pelas premissas atuariais revisadas, em contrapartida ao resultado. Mais informações na nota explicativa nº 22.

Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP) – 2021

Em maio de 2021, a Cemig (controladora da Cemig GT) aprovou o programa de desligamento voluntário programado (PDVP 2021), com período de adesão de 10 a 31 de maio de 2021, sendo elegíveis todos os empregados da Cemig, Cemig D e Cemig GT, salvo as exceções previstas no Programa. O programa prevê o pagamento das verbas rescisórias legais na modalidade de desligamento “A Pedido” e de um prêmio adicional, a título de indenização, equivalente a um percentual fixo, a depender do tempo de serviço na Cemig, sobre a sua remuneração, por cada ano de trabalho, nos termos do Programa, e, para aqueles empregados com mais de 36 anos de serviço na Cemig, o valor fixo de 10,5 remunerações.

O custo total para o programa corresponde a R\$6.168, representando a adesão de 53 empregados.

b) Serviços de terceiros

	2021	2020
Comunicação	3.747	2.560
Manutenção e conservação de instalações e equipamentos elétricos	21.825	19.629
Conservação e limpeza de prédios	20.382	20.316
Mão de obra contratada	4.416	2.631
Fretes e passagens	545	559
Hospedagem e alimentação	3.364	1.932
Vigilância	4.794	5.674
Consultoria	8.894	8.056
Tecnologia da informação	16.254	15.424
Energia elétrica	3.177	3.458
Meio ambiente	7.215	6.345
Limpeza de faixas	8.549	5.117
Serviços de reprografia	953	1.147
Serviços advocatícios e custas processuais	4.681	3.652
Outros	20.229	21.403
	129.025	117.903

c) Provisões operacionais

	2021	2020
Perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (nota 8)	13.413	1.198
Perda estimada para outros créditos a receber	-	258
Provisão (reversão) para contingências		
Trabalhistas	7.225	3.036
Cíveis	(74)	18
Tributárias	10.534	21.838
Regulatórias	1.538	1.158
Outras	14.070	7.184
	33.293	33.234
	46.706	34.690
Varição no valor justo de derivativos		
Opção de venda SAAG (nota 27)	100.137	53.314
	146.843	88.004

25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2021	2020
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de aplicação financeira	51.350	21.613
Acréscimos moratórios sobre venda de energia	5.184	4.456
Varição monetária	22.808	14.185
Varição Monetária s/ depósitos judiciais e cauções	3.683	3.768
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos (<i>Swap</i>) (nota 27)	-	1.752.688
Atualização dos créditos de PIS/Pasep e Cofins (nota 8b)	2.504	11.019
Outras	26.154	62.609
Pasep/Cofins sobre receitas financeiras	(5.192)	(5.342)
	106.491	1.864.996
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16)	(803.609)	(923.243)
Amortização do custo de transação (nota 16)	(16.359)	(12.095)
Varição monetária – Forluz	(15.751)	(11.920)
Varição monetária – empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16)	(43.637)	(35.134)
Variações monetárias	(9.199)	(16.108)
Variações cambiais de empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16)	(353.950)	(1.749.000)
Ágio na recompra de títulos de dívida (Eurobonds) (nota 16)	(491.037)	-
Perdas com instrumentos financeiros derivativos (<i>swap</i>) (nota 27)	(537.976)	-
Outras	(6.666)	(1.654)
	(2.278.184)	(2.749.154)
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	(2.171.693)	(884.158)

26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
CEMIG								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	-	799.947	891.998	-	-	-	-
Outros créditos	4.038	-	-	-	-	-	-	-
Coligada (1)								
Madeira Energia								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	7.533	2.173	106.975	69.386	94.883	34.803	(1.518.678)	(996.819)
Ajuste para perdas (3)	-	-	161.648	-	-	-	(161.648)	-
Controladas em conjunto (1)								
Aliança Geração								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	6.928	6.260	545	542	(90.630)	(86.953)
Prestação de serviço	512	313	-	-	4.693	4.371	-	-
Contingências (4)	-	-	52.497	41.376	-	-	(11.121)	(9.289)
Norte Energia								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	2.338	130	-	-	26.151	28.113	(66.485)	(40.081)
Baguari Energia								
Circulante								
Prestação de serviço (5)	211	210	-	-	691	775	-	-
Lightger								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	2.160	1.646	-	-	(27.885)	(22.521)
Retiro Baixo								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e dividendos	7.202	-	-	-	-	-	-	-
Hidrelétrica Pipoca								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	3.153	2.728	-	-	(37.063)	(25.777)
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	2.680	-	-	-	-	-	-
TAESA								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	1.220	753	252	164	(10.857)	(9.233)
Prestação de serviço (4)	150	289	-	-	1.242	979	-	-
Hidrelétrica Itaocara								
Circulante								
Ajuste para perdas (6)	-	-	20.767	29.615	-	-	-	-
Cemig Geração Poço Fundo								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	294	-	-	-	-	-	-
Outras Partes Relacionadas								
Cemig Distribuição								
Circulante								
Convênio de cooperação (7)	2.362	1.707	-	-	4.826	5.700	-	-
Operações com energia elétrica (2)	29.854	25.984	1.744	985	293.632	258.944	(13.296)	(13.773)
FIC Pampulha								
Circulante								
Caixa e equivalentes	29.334	45.407	-	-	-	-	-	-
Investimentos temporários	618.088	889.129	-	-	16.545	8.336	-	-
Não circulante								
Investimentos temporários	127.128	199.928	-	-	-	-	-	-
FORLUZ								
Circulante								
Obrigações pós-emprego (8)	-	-	40.878	35.907	-	-	(41.878)	(43.320)
Contribuições para suplementação de aposentadoria - plano de contribuição definitiva (9)	-	-	-	-	-	-	(21.148)	(20.390)
Custeio administrativo (10)	-	-	-	-	-	-	(6.952)	(6.617)
Arrendamento operacional (11)	35.489	37.062	4.800	4.824	-	-	(6.086)	(10.750)
Não circulante								
Obrigações pós-emprego (8)	-	-	507.234	569.351	-	-	-	-
Arrendamento operacional (11)	-	-	34.223	34.639	-	-	-	-

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Cemig Saúde								
Circulante								
Plano de saúde e odontológico (12)	-	-	38.807	32.380	-	-	(56.120)	(52.670)
Não circulante								
Plano de saúde e odontológico (12)	-	-	720.295	699.224	-	-	-	-

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão demonstrados a seguir:

- (1) Os relacionamentos entre a Companhia e suas investidas estão descritos na nota explicativa nº 12;
- (2) As operações de venda e compra de energia elétrica entre geradores e distribuidores são realizadas por meio de leilões no ambiente de contratação regulado organizados pelo Governo Federal. No ambiente de contratação livre, por sua vez, são realizadas por meio de leilões ou mediante contratação direta, conforme legislação aplicável. Já as operações de transporte de energia elétrica são realizadas pelas transmissoras e decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional pelo Operador Nacional do Sistema (ONS);
- (3) Foi reconhecida uma perda na extensão das obrigações contratuais da Companhia assumidas junto à investida e os outros acionistas, que em 31 de dezembro de 2021 alcançou o montante de R\$161.648 (vide nota explicativa nº 12);
- (4) Refere-se a obrigações contratuais perante à investida Aliança Geração correspondentes a contingências que têm como fato gerador eventos ocorridos antes do fechamento da transação que resultou no aporte de ativos pela Cemig e Vale S.A. no capital desta investida. O valor total das ações alcança o montante de R\$149 milhões (R\$119 milhões em 31 de dezembro de 2020), cabendo à Cemig o valor de R\$52 milhões (41 milhões em 31 de dezembro de 2020).
- (5) Refere-se a contrato de prestação de serviço de operação e manutenção de usinas e de redes de transmissão;
- (6) Foi reconhecido um passivo correspondente à participação da Companhia no Capital Social da Hidrelétrica Itaocara em função de seu Patrimônio Líquido negativo (vide nota explicativa nº 12);
- (7) Convênio de Compartilhamento de Infraestrutura Administrativa e de Recursos Humanos entre Cemig, Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão e demais controladas do Grupo anuído pelo Despacho Aneel 3.208/2016. Inclui, principalmente, reembolso de despesas referentes ao compartilhamento de infraestrutura, pessoal, transporte, telecomunicação e informática;
- (8) 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 (vide nota explicativa nº 18);
- (9) Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;
- (10) Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade à legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia;
- (11) Aluguel da sede administrativa da Companhia com vigência até agosto de 2024 (Edifício Júlio Soares, podendo ser prorrogado a cada 5 anos, até 2034), reajustado anualmente pelo IPCA, tendo seus preços revisados a cada 60 meses. Em 20 de setembro de 2021, o contrato de aluguel foi reajustado em 9,68%, correspondendo ao IPCA acumulado dos últimos 12 meses. Em 27 de abril de 2021, foi firmado um aditivo do contrato junto à Forluz, em função da transferência das instalações das investidas Cemig SIM e Gasmig para o Edifício Júlio Soares com a consequente redução do custo com aluguel para a Cemig Geração e Transmissão;
- (12) Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (vide nota explicativa nº 18).

Dividendos a receber de controladas

	2021	2020
Cemig Geração Três Marias S.A.	28.000	-
Cemig Geração Salto Grande S.A.	17.793	-
Cemig Geração Poço Fundo	-	294
Aliança Geração	224.896	114.430
Outras (1)	9.515	2.680
	280.204	117.404

- (1) As controladas que compõem os montantes apresentados em "Outras" estão divulgadas na tabela anterior nas linhas de "Juros sobre capital próprio e dividendos".

Garantia de compra de energia

No âmbito dos Instrumentos de Financiamentos da Santo Antônio Energia S.A., a Companhia concedeu garantia de comercialização de energia desta investida, correspondente a até 57,42 MW médios ao ano, a uma receita anual mínima de R\$66.114, na data base de 31 de dezembro de 2007, reajustados pela variação do IPCA, durante o período de 1º de maio de 2027 até o final da liquidação das obrigações decorrentes destes Instrumentos de Financiamento. Adicionalmente, foi garantida a comercialização da energia assegurada dessa investida, de 6,04 MW médios, para o período de 1º de janeiro de 2030 até o final da liquidação das obrigações decorrentes dos referidos Instrumentos.

Aplicações em fundo de investimento – FIC Pampulha

A Companhia aplica parte de seus recursos financeiros em um fundo de investimento reservado, que tem característica de renda fixa e segue a política de aplicações da Cemig. Os montantes aplicados pelo fundo estão apresentados na rubrica “Títulos e Valores Mobiliários”, no ativo circulante e não circulante, proporcionalmente à participação da Companhia no fundo, 34,84% em 31 de dezembro de 2021 (26,17% em 31 de dezembro de 2020).

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

Remuneração do pessoal chave da administração

Os custos totais com o pessoal chave da administração, composto pela Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração, encontram-se dentro dos limites aprovados em Assembleia Geral e seus efeitos no resultado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 são demonstrados na tabela abaixo:

	2021	2020
Remuneração	3.280	2.700
Participação nos resultados	506	901
Previdência privada	248	199
Planos de saúde e odontológico	30	26
Seguro de vida	2	-
Total (1)	4.066	3.826

(1) A Companhia não remunera diretamente os membros do pessoal-chave, sendo remunerados pelo acionista controlador. O reembolso dessas despesas é realizado por meio do convênio de compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura entre Cemig, Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão e demais controladas do Grupo, anuído pelo Despacho Aneel 3.208/2016.

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

a) Classificação dos instrumentos financeiros e valor justo

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia, são como segue:

	Nível	2021		2020	
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos financeiros					
Custo amortizado (1)					
Investimentos temporários	2	396.985	396.985	383.886	383.886
Consumidores, revendedores e concessionários de transporte de energia	2	646.458	646.458	911.518	911.518
Depósitos vinculados a litígios	2	152.759	152.759	151.838	151.838
Indenizações a receber – transmissão	3	545.159	545.159	454.878	454.878
		1.741.361	1.741.361	1.902.120	1.902.120
Valor justo por meio do resultado					
Equivalentes de caixa – aplicações financeiras	2	82.292	82.292	289.877	289.877
Investimentos temporários					
Certificados de depósitos bancários	1	36.211	36.211	97.212	97.212
Letras financeiras – bancos	2	253.651	253.651	433.216	433.216
Letras financeiras do tesouro	1	64.254	64.254	193.636	193.636
		436.408	436.408	1.013.941	1.013.941
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	3	1.219.176	1.219.176	2.948.930	2.948.930
Indenizações a receber – geração	3	203.545	203.545	203.545	203.545
		1.859.129	1.859.129	4.166.416	4.166.416
		3.600.490	3.600.490	6.068.536	6.068.536
Passivos financeiros					
Custo amortizado (1)					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2	(6.029.460)	(6.029.460)	(8.854.421)	(8.854.421)
Dívida pactuada com fundo de pensão (Forluz)	2	(87.015)	(87.015)	(106.940)	(106.940)
Equacionamento de déficit do fundo de Pensão - Forluz	2	(121.961)	(121.961)	(122.234)	(122.234)
Concessões a pagar	3	(26.813)	(26.813)	(23.476)	(23.476)
Fornecedores	2	(334.378)	(334.378)	(392.549)	(392.549)
		(6.599.627)	(6.599.627)	(9.499.620)	(9.499.620)
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	3	(6.130)	-	-	-
Opções de venda (SAAG)	3	(636.292)	(636.292)	(536.155)	(536.155)
		(636.292)	(636.292)	(536.155)	(536.155)
		(7.235.919)	(7.235.919)	(10.035.775)	(10.035.775)

(1) Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, os saldos contábeis refletem os valores justos dos instrumentos financeiros.

No reconhecimento inicial, a Companhia mensura seus ativos e passivos financeiros a valor justo e classificam os mesmos conforme as normas contábeis vigentes. Valor justo é mensurado com base em premissas em que os participantes do mercado utilizariam ao precificar um ativo ou passivo, presumindo-se que ajam no seu melhor interesse econômico. As informações aplicadas nas técnicas de avaliação do valor justo são classificadas em três níveis de hierarquia do valor justo, como segue:

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

- **Nível 2. Sem Mercado Ativo: Técnica de Avaliação** – Para um instrumento que não tenha mercado ativo o valor justo deve ser apurado utilizando-se metodologia de avaliação ou apreçamento. Podem ser utilizados critérios como dados do valor justo corrente de outro instrumento que seja substancialmente o mesmo, de análise de fluxo de caixa descontado e modelos de apreçamento de opções. As informações de nível 2 são observáveis, seja direta ou indiretamente. O objetivo da técnica de avaliação é estabelecer qual seria o preço da transação na data de mensuração em uma troca com isenção de interesses motivada por considerações do negócio.
- **Nível 3. Sem Mercado Ativo: Técnica de avaliação** – O valor justo é determinado de acordo com modelos de precificação geralmente aceitos, baseado em análises dos fluxos de caixa descontados e outras técnicas de avaliação, incluindo dados não observáveis, como a mensuração ao valor novo de reposição (VNR). Dados não observáveis devem ser utilizados para mensurar o valor justo na medida em que dados observáveis relevantes não estejam disponíveis, admitindo assim situações em que há pouca ou nenhuma atividade de mercado na data de mensuração. Os dados não observáveis são desenvolvidos utilizando as melhores informações disponíveis nas circunstâncias, que podem incluir dados próprios da entidade.

A hierarquia de valor justo prioriza as informações (inputs) das técnicas de avaliação e não as técnicas de avaliação utilizadas para mensurar o valor justo. Em alguns casos, são utilizadas informações de diferentes níveis da hierarquia na mensuração do valor justo, sendo esta classificada integralmente no mesmo nível de hierarquia de valor justo aplicável à informação significativa de nível mais baixo. Para os ativos e passivos reconhecidos ao valor justo de forma recorrente, a Companhia determina se houve transferência entre os níveis da hierarquia, reavaliando a categorização definida.

Metodologia de cálculo do valor justo das posições

Indenizações a receber – Geração: mensurados ao valor novo de reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente, com base no valor justo dos ativos a serem indenizados em função do término da concessão.

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

Instrumentos financeiros derivativos: os instrumentos financeiros derivativos da Companhia referem-se a opções de venda e operações de *swap* para proteção de dívidas.

Operações de Swap: o cálculo do valor justo das operações de *swap* foi elaborado considerando que o valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento, trazido a valor presente pelo fator de desconto, obtido da curva de juros de mercado, em Reais.

Outros passivos financeiros: A Companhia efetuou o cálculo do valor justo de seus empréstimos, financiamentos e debêntures utilizando a taxa de 140,97% da variação do CDI, com base nas últimas captações. Para os empréstimos, financiamentos e debêntures e para a dívida pactuada com a Forluz, com taxas anuais entre IPCA + 6,00% a 8,07%, CDI + 2,34% a 4,62%, a Companhia considerou seu valor justo substancialmente equivalente ao contábil.

b) Instrumentos financeiros derivativos

Opções de Venda SAAG

Foram assinados, entre a Companhia e as entidades de previdência complementar, que participam da estrutura de investimentos da SAAG, (estrutura composta por FIP Melbourne, Parma Participações S.A. e FIP Malbec, em conjunto “Estrutura de Investimento”), Contratos de Outorga de Opção de Venda de Cotas dos Fundos que compõe a Estrutura de Investimento (“Opções de Venda”), que poderiam ser exercidas, a critério das entidades de previdência complementar, no 84º mês a partir de junho de 2014. O preço de exercício das Opções de Venda é correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar na Estrutura de Investimento, atualizado *pro rata temporis*, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido da taxa de 7% ao ano, deduzidos os dividendos e juros sobre capital pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar. Esta opção foi considerada instrumento derivativo até a data de exercício antecipado da opção (mais detalhes na sequência desta nota), contabilizada pelo seu valor justo por meio do resultado, mensurado pelo modelo Black-Scholes-Merton (“BSM”).

Encontra-se registrado nas demonstrações contábeis regulatórias um passivo no valor de R\$636.292 referente à diferença entre o valor justo estimado para os ativos em relação ao preço de exercício. Considerando a liquidação antecipada dos Fundos e vencimento da opção de venda, conforme descrito a seguir, esse montante foi transferido para o passivo circulante.

A movimentação do valor das opções é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2019	482.841
Variação do valor justo	53.314
Saldo em 31 de dezembro de 2020	536.155
Variação do valor justo	100.137
Saldo em 31 de dezembro de 2021	636.292

Essa opção de venda de investimentos tem potencialmente o poder de diluir os resultados por ação básicos no futuro, entretanto, não provocou diluição no lucro por ação nos exercícios apresentados.

Liquidação antecipada dos Fundos e vencimento da opção de venda

Em 09 de setembro de 2020, o administrador dos FIP, Banco Modal S.A., comunicou aos cotistas sobre o início do processo de liquidação antecipada dos fundos Melbourne, Parma Participações S.A. e FIP Malbec, em razão do decurso do prazo de 180 dias contados da sua renúncia e da renúncia do gestor do Fundo aos respectivos cargos, sem que tenha havido indicação de novos prestadores de serviço, conforme previsto no regulamento do Fundo.

Conforme estabelecido em contrato, a liquidação dos Fundos é um dos eventos que implicaria o vencimento antecipado da opção, cujo interesse de exercício foi manifestado pelas entidades de previdência complementar no período de 09 de setembro a 02 de outubro de 2020.

Entretanto, é entendimento da Administração da Companhia, manifestado aos Fundos, que as premissas e condições que fundamentaram o investimento na Santo Antônio Energia e a estrutura jurídica dos diversos contratos firmados para esse fim sofreram modificações substanciais que resultaram em desequilíbrio nas opções.

Dessa forma, utilizando-se de prerrogativa constante dos instrumentos de opção, a Companhia tentou por meio do mecanismo contratual da Via Amigável uma negociação com as entidades de previdência complementar dos termos de valoração e pagamento das opções. Devido ao insucesso negocial amigável, a Companhia invocou a cláusula de arbitragem para resolução de conflitos entre as partes, a qual encontra-se pendente de decisão pela Câmara de Comércio Brasil Canadá do estado de São Paulo.

A Administração da Companhia mantém seus registros contábeis atualizados com base nos termos de valoração das opções previstos nos contratos.

Operações de Swap

Considerando que parte dos empréstimos e financiamentos da Companhia é denominada em moeda estrangeira, ela se utiliza de instrumentos financeiros derivativos (operações de “swap” e opções de moeda) para proteção do serviço associado a estas dívidas (principal mais juros).

Os instrumentos financeiros derivativos contratados têm o propósito de proteger as operações contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos.

Em 2021, a Companhia iniciou estudos e contratações de forma a tomar ações direcionadas à gestão prudente dos seus passivos e reduzir o risco de liquidez e de exposição à moeda estrangeira. Nesse contexto, em 19 de julho de 2021 foi iniciada a oferta de aquisição em dinheiro (“Tender Offer”), por parte da Companhia, de títulos de dívidas no mercado externo de sua emissão, com vencimento em 2024, no montante principal de até US\$500 milhões.

No âmbito da implementação da operação, em 07 e 08 de junho de 2021, foi realizado o desfazimento parcial dos instrumentos financeiros derivativos contratados, no volume de US\$500 milhões, apurando-se, em favor da Companhia, o valor de R\$774.409.

Para mitigar a exposição cambial até a recompra efetiva dos títulos em moeda estrangeira, a Companhia contratou, em 04 de junho de 2021, uma proteção de curto prazo contra oscilação do dólar para o volume de US\$600 milhões, travando o dólar em R\$5,0984. O instrumento contratado foi uma NDF (Non Deliverable Forward), contrato a termo derivativo de câmbio, sem entrega física da moeda, que garantiu à Companhia uma taxa predeterminada no momento do vencimento, em 03 de agosto de 2021. Para mais informações sobre a Tender Offer, ver nota explicativa nº 16.

Em 07 de junho e 06 de dezembro de 2021 aconteceram as liquidações semestrais de juros do swap, com resultado positivo de R\$399.799 e entrada líquida de caixa de R\$339.829 para a Companhia. O valor total de realização do hedge no período, até 31 de dezembro de 2021, incluindo as liquidações parciais dos instrumentos informadas acima, foi de R\$1.174.207, com entrada líquida de caixa de R\$998.075. O resultado com a liquidação da NDF foi de R\$23.700, com entrada líquida de caixa de R\$23.699.

Direito da Companhia	Obrigação da Companhia	Período de Vencimento	Mercado de Negociação	Valor principal contratado	Ganho/(Perda) realizado em 2021	Ganho/(Perda) realizado em 2020
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 151,99% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$1.000.000	1.018.638	328.817
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 125,52% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$500.000	155.569	165.884
US\$ variação cambial superior a R\$5,0984	US\$ variação cambial inferior a R\$5,0984	03 de agosto de 2021	Balcão	US\$600.000	23.700	-
					1.197.907	494.701

Os valores do principal das operações com derivativos não são registrados no balanço patrimonial, visto que são referentes a operações que não exigem o trânsito de caixa integral, mas somente dos ganhos ou perdas auferidos ou incorridos. Os resultados líquidos nestas operações representam um ajuste negativo, em 31 de dezembro de 2021, no montante de R\$537.976 (ajuste positivo de R\$1.752.688 em 31 de dezembro de 2020), registrado no resultado financeiro.

As contrapartes das operações dos derivativos contratados inicialmente são os Bancos Bradesco, Itaú, Goldman Sachs e BTG Pactual. A controladora Cemig é garantidora desses instrumentos derivativos contratados pela Companhia. As contrapartes da NDF foram os Bancos Deutsche Bank, Bradesco, XP Inc. e Goldman Sachs.

O quadro a seguir apresenta os instrumentos derivativos em vigor em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020:

Direito da Companhia	Obrigação da Companhia	Período de vencimento	Mercado de negociação	Valor principal contratado (2)	Ganho/(Perda) não realizado		Ganho/(Perda) não realizado	
					Valor conforme contrato em 2021	Valor justo em 2021	Valor conforme contrato em 2020	Valor justo em 2020
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.) (1)	R\$ 151,99% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$500.000	873.095	706.401	1.772.477	2.110.490
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.) (1)	R\$ 125,52% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$500.000	577.565	506.645	587.945	838.440
					1.450.660	1.213.046	2.360.422	2.948.930
Ativo circulante						-		522.579
Ativo não circulante						1.219.176		2.426.351
Passivo circulante						(6.130)		-

- (1) Para a emissão original de US\$1 bilhão em Eurobonds, realizada em dezembro de 2017, foi contratada uma combinação de *Call Spread* do principal, com piso em R\$3,25/US\$ e teto em R\$5,00/US\$ e *swap* da totalidade dos juros, com troca do cupom de 9,25% a.a. por taxa média equivalente a 150,49% do CDI. Em julho de 2021, a Companhia desmontou um total de US\$500 milhões da emissão original do hedge. Para a emissão adicional de US\$500 milhões em Eurobonds, realizada em julho de 2018, foi contratada uma combinação de *Call Spread* do principal, com piso em R\$3,85/US\$ e teto em R\$5,00/US\$ e *swap* da totalidade dos juros, com troca do cupom de 9,25% a.a. por taxa média equivalente a 125,52% do CDI. Esses instrumentos derivativos possuem teto de proteção de R\$5,00/dólar para o principal dos Eurobonds, que possui vencimento em dezembro de 2024. Caso a relação USD/BRL permaneça, em dezembro de 2024, 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 a valorização do dólar acima do patamar de R\$5,00 e avalia diversas estratégias para mitigação do risco cambial até o vencimento da operação. O instrumento derivativo protege integralmente o pagamento dos juros semestrais, independente da relação USD/BRL.

- (2) Em milhares de dólares americanos (US\$).

A Companhia utiliza uma metodologia de marcação a mercado para mensuração do instrumento financeiro derivativo 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.

O valor justo apurado em 31 de dezembro de 2021 foi de R\$1.213.046 (R\$2.948.930 em 31 de dezembro de 2020), que seria uma referência caso a Companhia efetuasse a liquidação dos derivativos em 31 de dezembro de 2021, porém os contratos de *swap* protegem o fluxo de caixa da empresa até o vencimento dos *bonds* em 2024 e representam o saldo contratual (*accrual*) de R\$1.450.660 em 31 de dezembro de 2021 (R\$2.360.422 em 31 de dezembro de 2020).

A Companhia está exposta ao risco de mercado em função da contratação desse instrumento derivativo, sendo o seu resultado impactado pela alteração da taxa de juros e/ou da taxa de câmbio futuros. Com base nas curvas de juros e dólar futuro, a Companhia estima que em um cenário provável o seu resultado, em 31 de dezembro de 2022, seria afetado, positivamente, pelos instrumentos derivativos (*swap* e *call spread*), ao fim do exercício contábil, em R\$132.632. O valor justo do instrumento financeiro foi estimado em R\$1.345.678, sendo R\$1.148.708 referente à opção (*call spread*) e R\$196.971 referentes ao *swap*.

A Companhia mensurou os efeitos em seu resultado da redução do valor justo estimado partindo do cenário provável, sensibilizando a variação das taxas futuras de juros e dólar, bem como da volatilidade, em 25% e 50%, conforme demonstrado a seguir:

	Cenário base em 2021	Cenário provável em 2022	Cenário possível depreciação cambial e apreciação de juros 25%	Cenário remoto depreciação cambial e apreciação de juros 50%
Swap ponta ativa	4.157.204	4.036.301	3.605.368	3.199.211
Swap ponta passiva	(3.942.500)	(3.839.331)	(3.902.419)	(3.962.727)
Opção/Call Spread	998.342	1.148.708	812.680	295.808
Instrumento derivativo de hedge	1.213.046	1.345.678	515.629	(467.708)

O valor justo foi estimado aplicando-se os mesmos métodos de mensuração utilizados na marcação a mercado do instrumento derivativo descritos acima.

c) Gestão de riscos

O Gerenciamento de Riscos Corporativos é uma ferramenta de gestão integrante das práticas de governança corporativa e alinhada com o processo de planejamento, o qual define os objetivos estratégicos dos negócios da Companhia.

A Companhia monitora o risco financeiro de operações que possam comprometer a liquidez e a rentabilidade da Companhia, recomendando, quando necessário, estratégias de proteção (hedge) aos riscos de câmbio, juros e inflação, aos quais estão efetivos, em linha, com a estratégia da Companhia.

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

Risco de taxas de câmbio

Para o montante da dívida em moeda estrangeira, foram contratados instrumentos financeiros derivativos, na modalidade de operações de *swap* cambial para proteção dos pagamentos de juros e na modalidade de *call spread* para proteção do principal de acordo com a Política de Hedge da Companhia. A exposição da Companhia aos riscos de mercado associados à contratação desse instrumento foram descritas no tópico “Operações de *Swap*” desta nota explicativa.

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, com impacto em empréstimos e financiamentos e no fluxo de caixa, cuja exposição líquida é como segue:

	2021		2020	
	Moeda estrangeira	R\$	Moeda estrangeira	R\$
Dólar norte-americano				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	(1.007.557)	(5.622.673)	(1.511.336)	(7.853.959)
Passivo líquido exposto		(5.622.673)		(7.853.959)

Análise de sensibilidade

A Companhia, com base em informações disponibilizadas por seus consultores financeiros, estima que, em um cenário provável, a variação cambial das moedas estrangeiras em relação ao Real, em 31 de dezembro de 2022, será uma desvalorização de 8,61% para o dólar (R\$5,10) norte-americano. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados da Companhia advindos da variação cambial esperada do Real, considerando um aumento de 25% e 50% em relação ao cenário provável.

Risco - Exposições cambiais	2021	2022		
	Valor contábil	Cenário provável Dólar 5,10	Cenário possível +25% Dólar 6,38	Cenário remoto +50% Dólar 7,65
Dólar norte-americano				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	(5.622.673)	(5.138.542)	(6.423.177)	(7.707.813)
Passivo líquido exposto	(5.622.673)	(5.138.542)	(6.423.177)	(7.707.813)
Efeito líquido da variação cambial		484.131	(800.504)	(2.085.140)

Risco de Taxa de juros

Este risco advém do impacto das oscilações das taxas de juros nacionais sobre o resultado financeiro líquido composto pelas despesas financeiras atreladas aos empréstimos, financiamentos e debêntures em moeda nacional, e pelas receitas financeiras atreladas às aplicações financeiras realizadas pela Companhia. A Companhia não utiliza da contratação de instrumentos financeiros derivativos para proteção desse risco. A variação das taxas de juros é continuamente monitorada com o objetivo de avaliar a necessidade de contratação de instrumentos financeiros que mitiguem esse risco.

A Companhia está exposta aos riscos de redução das taxas de juros nacionais, em função de ter mais ativos que passivos indexados à variação das taxas de juros, conforme segue:

	2021	2020
Ativos		
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	82.292	289.877
Investimentos temporários (nota 6)	751.101	1.107.950
Indenização da geração (nota 13)	203.545	203.545
	1.036.938	1.601.372
Passivos		
Empréstimos e financiamentos e debêntures CDI (nota 16)	-	(288.839)
	-	(288.839)
Ativo líquido exposto	1.036.938	1.312.533

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2022, a taxa Selic será de 13%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma redução nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável. A taxa CDI acompanha a taxa Selic.

Risco – Redução nas taxas de juros nacionais	2021	2022		
	Valor Contábil	Cenário provável SELIC 5,50%	Cenário possível - 25% SELIC 9,75%	Cenário remoto - 50% SELIC 6,50%
Ativos				
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	82.292	92.990	90.315	87.641
Investimentos temporários (nota 6)	751.101	848.744	824.333	799.923
Geração – indenização a receber – Selic (nota 13)	203.545	230.006	223.391	216.775
	1.036.938	1.171.740	1.138.039	1.104.339
Ativo líquido exposto	1.036.938	1.171.740	1.138.039	1.104.339
Efeito líquido da variação das taxas de juros		134.802	101.101	67.401

Risco de Inflação

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de inflação em 31 de dezembro de 2021, sendo parte de seus empréstimos, financiamentos e debêntures, bem como seus passivos de pós-emprego são atrelados ao IPCA. Em contrapartida, os índices que corrigem as receitas vinculadas aos contratos também estão indexados à variação da inflação por meio do IPCA, contrabalanceando parte da exposição ao risco da Companhia.

A Companhia está exposta ao risco de elevação da inflação em função de ter mais passivos que ativos indexados à variação dos indicadores de inflação, conforme demonstrado a seguir:

	2021	2020
Ativos		
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	545.159	454.878
	545.159	454.878
Passivos		
Empréstimos e financiamentos e debêntures – IPCA (nota 16)	(428.367)	(761.520)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - Forluz (nota 18)	(87.015)	(106.940)
Equacionamento de déficit do fundo de pensão - Forluz (nota 18)	(121.961)	(122.234)
	(637.343)	(990.694)
(Passivo) líquido exposto	(92.184)	(535.816)

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2022, a taxa IPCA será de 6,68%. No que se refere ao risco de inflação, a Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma elevação nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável.

Risco - Alta da inflação	2021	2022		
	Valor Contábil	Cenário provável IPCA 4,53%	Cenário possível + 25% IPCA 8,35%	Cenário remoto + 50% IPCA 10,02%
Ativos				
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	545.159	581.576	590.680	599.784
	545.159	581.576	590.680	599.784
Passivos				
Empréstimos, financiamentos e debêntures- IPCA (nota 16)	(428.367)	(456.982)	(464.136)	(471.289)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - Forluz (nota 18)	(87.015)	(92.828)	(94.281)	(95.734)
Equacionamento de déficit do fundo de pensão - Forluz (nota 18)	(121.961)	(130.108)	(132.145)	(134.181)
	(637.343)	(679.918)	(690.562)	(701.204)
Passivo líquido exposto	(92.184)	(98.342)	(99.882)	(101.420)
Efeito líquido da variação da inflação		(6.158)	(7.698)	(9.236)

Risco de Liquidez

A Companhia apresenta uma geração de caixa suficiente para cobrir as exigências de caixa de suas atividades operacionais.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez por meio de 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 Companhia administra o risco de liquidez acompanhando permanentemente o seu Fluxo de Caixa, numa visão orçamentária, que projeta os saldos mensalmente, para cada uma das empresas, em um período de 12 meses, e de liquidez diária, que projeta os saldos diariamente para 180 dias.

As alocações de curto prazo obedecem a princípios rígidos para controle dos riscos operacionais, de crédito e liquidez, estabelecidos em Política de Aplicações, aderente às necessidades de fluxo de caixa das empresas. Essas aplicações financeiras são realizadas em fundos de investimentos exclusivos do grupo econômico Cemig ou diretamente em CDBs e operações compromissadas remuneradas pela taxa CDI.

Na gestão das aplicações, a Companhia busca obter rentabilidade nas operações a partir de uma rígida análise de crédito bancário, observando limites operacionais com bancos baseados em avaliações que levam em conta *ratings*, grau de alavancagem, exposições e patrimônio líquido. Busca, também, retorno por meio do alongamento de prazos das aplicações, 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 e requereria o atendimento de cláusulas restritivas mais onerosas, o que poderia adicionalmente, causar restrições nas operações dos negócios.

O fluxo de pagamentos das obrigações da Companhia com fornecedores, dívidas pactuadas com fundo de pensão, empréstimos, financiamentos e debêntures, pós e pré-fixadas, incluindo os juros futuros até a data dos vencimentos contratuais, pode ser observado na tabela a seguir:

	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, financiamentos e debêntures	-	437.653	505.242	5.981.798	-	6.924.693
Concessões a pagar	310	640	2.849	12.753	15.305	31.857
Dívida pactuada com fundo de pensão (Forluz)	3.137	6.336	29.130	60.902	-	99.505
Equacionamento de déficit do fundo de pensão (Forluz)	1.386	2.797	12.895	74.814	109.052	200.944
	4.833	447.426	550.116	6.130.267	124.357	7.256.999
Pré-fixadas						
Fornecedores	333.988	391	-	-	-	334.379
	338.821	447.817	550.116	6.130.267	124.357	7.591.378

Risco de crédito

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

O saldo das perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa em 31 de dezembro de 2021, avaliado como adequado em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia, foi de R\$24.576.

A Companhia administra o risco de perdas advindas de insolvência de instituições financeiras com base em uma política interna, que vigora desde 2004.

Essa Política avalia e dimensiona, além dos riscos de crédito das instituições, o risco de liquidez, o risco sistêmico relacionados às condições macroeconômicas e regulamentares, o risco de mercado da carteira de investimentos e o risco operacional da tesouraria.

Todas as aplicações são realizadas em títulos financeiros que têm características de renda fixa, em sua maioria atrelados ao CDI, podendo ser de entidades públicas ou privadas, financeiras ou não financeiras. A Companhia não realiza aplicações financeiras em ativos de renda variável ou que incorporem risco de volatilidade em suas demonstrações financeiras.

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

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

1. Classificação mínima de *rating* Nacional de Longo Prazo de “BBB” (bra), “brBBB” ou “Baa2” por qualquer das agências: Fitch Ratings, Moody’s ou Standard & Poor’s;
2. Patrimônio líquido mínimo superior a R\$800 milhões;
3. Índice de Basileia um ponto percentual acima do mínimo exigido pelo Banco Central do Brasil.

A qualidade da carteira de crédito das instituições financeiras é outro indicador monitorado e poderá impactar o corte do limite da instituição.

Superando estes limites de corte, os bancos são classificados em três grupos, de acordo com o valor do seu patrimônio líquido, segregando-se em categoria específica aqueles cujo risco de crédito é o próprio governo federal. A partir desta classificação, são estabelecidos os limites de crédito, conforme tabela abaixo:

Grupo	Patrimônio Líquido	Limite por Banco (% do PL) (1) (2)			
		AAA	AA	A	BBB
Risco federal	-	10%	10%	10%	10%
A1	Igual ou superior a R\$10 bilhões	9%	8%	7%	6%
A2	Entre R\$5 bilhões e R\$10 bilhões	8%	7%	6%	5%
A3	Entre R\$2 bilhões e R\$5 bilhões	7%	6%	5%	4%
A4	Entre R\$800 milhões e R\$2 bilhões	6%	5%	4%	-

(1) O percentual concedido a cada banco dependerá de uma avaliação individual de indicadores como liquidez, qualidade da carteira de crédito, entre outros.

(2) Quando a instituição possuir classificações distintas de ratings pelas agências de classificação de riscos, será considerada a avaliação mais favorável para a instituição.

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

1. Nenhum banco poderá ter mais do que 30% da carteira do Grupo Cemig;
2. Os bancos dos grupos “Risco federal”, “A1” e “A2” deverão concentrar no mínimo 50% do total dos recursos disponíveis, que compreende as aplicações mantidas nos Fundos de Investimentos e na carteira própria, excluídos os títulos públicos.

A Companhia somente permite aplicações em títulos de empresas não financeiras que possuam *rating* igual ou superior ao *rating* mais atualizado da Cemig Holding divulgado pelas agências de classificação de riscos Fitch Rating, Moody’s ou Standard & Poors.

Pandemia Covid-19 – Riscos e incertezas relacionados aos negócios da Cemig

A avaliação da Companhia sobre os riscos e potenciais impactos do Covid-19 encontra-se apresentada na nota 1b..

Risco hidrológico

A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios dessas usinas, podendo acarretar aumento de custos na aquisição de energia devido a sua substituição por fontes térmicas ou à redução de receitas devido à queda do consumo propiciado pela implementação de programas abrangentes de uso racional da energia elétrica.

A Companhia monitora, em base contínua, a posição de seu balanço energético e de risco nas contratações de compra e venda de energia, buscando assegurar que operações são consistentes com seus objetivos e estratégia corporativa.

Risco de antecipação do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esse tipo de operação, relacionadas ao atendimento de índice financeiro. O não atendimento destas cláusulas pode implicar na aceleração do vencimento da dívida.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia encontra-se adimplente com a totalidade de suas obrigações restritivas atreladas a índices financeiros com exigibilidade de cumprimento semestral, anual e permanente. Mais detalhes na nota explicativa nº 16.

d) Administração de capital

As comparações do passivo líquido da Companhia em relação ao seu patrimônio líquido são apresentadas a seguir:

	2021	2020
Total do passivo	10.457.397	13.480.428
(-) Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	(86.064)	(290.995)
(-) Investimentos temporários (nota 6)	(623.973)	(908.022)
Passivo líquido	9.747.360	12.281.411
Total do patrimônio líquido	6.486.589	4.796.132
Relação passivo líquido sobre patrimônio líquido	1,50	2,56

28. ATIVOS CLASSIFICADO COMO MANTIDO PARA VENDA

Processo de alienação de participação da Cemig GT na Renova

Em 11 de novembro de 2021, a Companhia celebrou instrumento de Compra e Venda de Ações, Cessão Onerosa de Créditos e Outras Avenças (“instrumento”) com veículo de investimento da Angra Partners, o AP Energias Renováveis Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, administrado e gerido pela Mantiq Investimentos Ltda para alienação da totalidade de sua atual participação de 13,80% detida no capital social da Renova Energia S.A. – Em Recuperação Judicial (“Renova”) e para a cessão onerosa da totalidade dos créditos detidos pela Companhia em face da Renova Comercializadora de Energia S.A. – Em Recuperação Judicial, pelo valor total de R\$60 milhões. O contrato prevê o direito ao recebimento de *earn-out* pela Companhia, condicionada a eventos futuros.

O instrumento prevê os demais termos e condições para a conclusão da transação, estando sujeito à verificação e ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais em transações similares, incluindo a aprovação prévia dos órgãos reguladores competentes, dos credores detentores de garantias reais listados no Plano de Recuperação Judicial da Renova e de contrapartes em determinados contratos comerciais. No caso de fechamento da transação, há ainda a possibilidade de possível aproveitamento de crédito fiscal pela Companhia. A data limite para implementação do Fechamento da Transação é de até 180 dias a contar da data de assinatura do Contrato Angra.

O investimento na Renova, que apresenta valor nulo desde 31 de dezembro de 2018, quando este foi reduzido a zero em virtude da apresentação, de patrimônio líquido negativo, foi classificado como ativo mantido para venda, no quarto trimestre de 2021, diante da alta probabilidade de conclusão do seu plano de venda, especialmente após a aprovação do órgão de governança competente, que precedeu à assinatura do “instrumento”.

Recuperação judicial – Renova

Em 31 de dezembro de 2021, a Renova possui capital circulante líquido de R\$6.974, prejuízos acumulados de R\$3.959.358, patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) de R\$651.178 e apurou um lucro líquido de R\$34.829 no exercício findo naquela data.

Em 16 de outubro de 2019, foi deferido o pedido de recuperação judicial ajuizado pela Renova e pelas demais empresas do grupo (“Grupo Renova”).

A Companhia, suportada pela opinião de seus consultores legais, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante a controlada em conjunto Renova, concluiu que a recuperação judicial e as transações ocorridas no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 não produziram nenhum impacto financeiro adicional em suas demonstrações regulatórias e não afetam o plano de venda da participação societária na investida.

Os principais eventos ocorridos no âmbito da recuperação judicial da Renova estão descritos a seguir:

- Em 25 de outubro de 2019, a Cemig (controladora da Companhia) firmou contratos de mútuo na modalidade “*debtor-in-possession*” (DIP) no valor total de R\$36,5 milhões. Os recursos desses empréstimos foram garantidos por cessão fiduciária de participação societária em empresa detentora de ativos de empreendimento eólico de propriedade da Renova, no valor aproximado de R\$60 milhões. Em 30 de junho de 2020 foi reconhecida, pela Cemig a perda no valor recuperável do empréstimo concedido, no valor de R\$37,4 milhões. No âmbito do instrumento de compra e venda de ações da Renova, a Companhia assumiu a obrigação de não execução de valores sob este contrato de mútuo pós-concursal até a alienação da UPI SF 120, companhia que detém o projeto Mina de Ouro.
- Em 21 de setembro de 2020, a Renova aprovou a proposta realizada pela Companhia para a suspensão das obrigações previstas no Contrato de Compra e Venda de Energia Eólica Incentivada firmado entre as partes e aditado de tempos em tempos, vinculados ao Complexo Eólico Alto Sertão III – Fase A. A suspensão perdurará até o início da operação comercial dos empreendimentos destinados ao Ambiente de Contratação Livre, previsto para dezembro de 2022.
- Em 18 de dezembro de 2020, os Planos de Recuperação Judicial ajuizados pela Renova foram aprovados pela Assembleia Geral de Credores (AGC) e homologados pelo juízo da recuperação no mesmo dia.
- Em 06 de maio de 2021 e 23 de agosto de 2021 foram homologados o 1º e o 2º aumento de capital social da Renova, correspondentes à capitalização de créditos, nos termos dos planos de recuperação judicial, não acompanhados pela Companhia, que também não solicitou a conversão de seus créditos em capital. Em 11 de novembro de 2021 foi encerrado o 3º aumento de capital da Renova (3ª Janela), onde o agregado dos créditos não foi superior aos R\$15 milhões, previsto no Plano de Recuperação Judicial. Em razão desses eventos, a participação da Companhia na investida, que era de 36,23% em 31 de março de 2021, passou para 13,80% em 31 de dezembro de 2021.

- Em 24 de novembro de 2021, foi homologado o processo competitivo da UPI Enerbrás, declarando como vencedora a Vinci Energia Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura, por meio de sua controlada da V2i Energia S.A, pelo valor de R\$265,8 milhões, sujeita ao cumprimento de condições precedentes usuais de mercado para a sua conclusão.
- Em 1º de dezembro de 2021, foi concluída a venda da totalidade da participação da Renova na UPI Brasil PCH, nos termos previstos no Edital e no Plano de Recuperação do Grupo Renova, para os demais acionistas da Brasil PCH S.A. (BSB Energética S.A e Eletroriver S.A), que exerceram o seu direito de preferência em observância ao Acordo de Acionistas. Os recursos recebidos com a transação, no montante de R\$1.100.000, foram utilizados, principalmente, na liquidação antecipada do empréstimo na modalidade DIP contratado pela sua subsidiária Chipley SP Participação S.A. e coobrigados da Renova e da Renova Participações S.A. junto à Quadra Gestão de Recursos S.A..
- Em 27 de janeiro de 2022, a Renova aceitou a proposta apresentada pela AES GF1 HOLDING S.A., mediante a celebração de um contrato de compra e venda, para a alienação de determinados ativos e direitos do Complexo Cordilheira dos Ventos, constituído dos projetos Facheiro II, Facheiro III e Labocó, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com capacidade de desenvolvimento eólico de 305MW, incluindo o direito de earn-out, caso a implantação nas áreas compreendidas no Projeto seja superior a esta capacidade. A transação está sujeita ao cumprimento de determinadas condições precedentes, incluindo a realização de um processo competitivo para a alienação da UPI Cordilheira dos Ventos, no âmbito do Processo de Recuperação Judicial, cabendo à AES a condição de primeiro proponente (“Stalking Horse”) e com direito de igualar a oferta de terceiros interessados em tal aquisição. Em 15 de março de 2022, esse processo foi homologado pelo Juiz da 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais do Fórum Central da Comarca de São Paulo, declarando como vencedora a AES GF1, Holding S.A. pelo montante de R\$42 milhões.

29. SEGUROS

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

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada (1)	Prêmio Anual (1)
	Casco	27/05/2021 a 27/05/2022	US\$1.500	
Aeronáutico - Aeronaves	Responsabilidade Civil	27/05/2021 a 27/05/2022	US\$4.000	US\$55
Almoxarifados	Incêndios	02/11/2021 a 02/11/2022	R\$21.119	R\$35
Instalações prediais	Incêndios	08/01/2022 a 08/01/2023	R\$220.822	R\$68
Equipamentos de telecomunicações	Incêndios	30/09/2021 a 30/09/2022	R\$29.302	R\$32
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência de valores acima de R\$1.000 mil.	(2)	07/12/2021 a 07/12/2022	R\$757.263	R\$1.269

(1) Valores expressos em R\$ Mil ou US\$ Mil.

(2) O limite máximo de indenização (LMI) é de R\$269.785 mil.

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

30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

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

	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em Diante	Total
Compra de energia	4.785.984	3.911.220	3.592.817	3.502.277	3.490.504	27.831.580	47.114.382

31. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA RECEITA ANUAL PERMITIDA

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP vigente, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- A base de remuneração aprovada no CRTP anterior deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

- b) As inclusões entre as datas-base do CRTP vigente e anterior, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do CRTP vigente;
- c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro e quarto ciclos de revisão tarifária – base incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do CRTP vigente; e
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de transmissão de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

A tabela a seguir resume a Base de Remuneração Regulatória – BRR em janeiro de 2018, a qual foi homologada pela Resolução Homologatória nº 2.712 de 30 de junho de 2020. O resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP, fixou o reposicionamento da Receita Annual Permitida – RAP, a ser aplicado sobre a receita vigente em 1º de julho de 2018 até a próxima revisão tarifária em junho de 2023:

Data-base	31/01/2018
Descrição - Valores da Base Blindada	
(1) Ativo Imobilizado em serviço (Valor Novo de Reposição)	5.241.834
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-
(3) Obrigações Especiais Brutas	70.325
(4) Bens Totalmente Depreciados	2.766.270
(5) Base de Remuneração Bruta = (1) - (2) - (3) - (4)	2.405.239
(6) Depreciação Acumulada	4.650.106
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	591.728
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	591.728
(10) Almoxarifado em Operação	-
(11) Obrigações Especiais Líquido	48.689
(12) Terrenos e Servidões	36.853
(13) Base de Remuneração Líquida = (1) - (6) - (8) + (10) - (11) + (12)	579.892
(14) Taxa de Depreciação	3,36%

Data-base	31/01/2018
Descrição – Valores da Base Incremental	
(1) Ativo Imobilizado em serviço (Valor Novo de Reposição)	742.344
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-
(3) Obrigações Especiais Brutas	131.182
(4) Bens Totalmente Depreciados	-
(5) Base de Remuneração Bruta = (1) - (2) - (3) - (4)	611.162
(6) Depreciação Acumulada	73.700
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	668.644
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	668.644
(10) Almoxarifado em Operação	1.321
(11) Obrigações Especiais Líquido	119.408
(12) Terrenos e Servidões	-
(13) Base de Remuneração Líquida = (1) - (6) - (8) + (10) - (11) + (12)	550.557
(14) Taxa de Depreciação	3,36%

32. COMISSÃO PARLAMENTAR DE INQUÉRITO – CPI

Em 17 de junho de 2021, a Assembleia Legislativa de Minas Gerais instaurou Comissão Parlamentar de Inquérito – CPI para apurar atos de gestão da Cemig, desde 2019. Em reunião ordinária da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, realizada em 24 de junho de 2021, foram designados os membros integrantes para a CPI, que apuraram os atos da gestão da Companhia. A CPI teve poderes para investigar os fatos que fundamentaram o requerimento de sua instauração pelo período de 120 dias contados a partir da nomeação de seu Presidente e Vice-Presidente, prazo este prorrogado por mais 60 dias em 26 de outubro de 2021.

Por meio de requerimentos, a CPI solicitou diversas informações e documentos relacionados principalmente aos investimentos e desinvestimentos em participações societárias, gestão de pessoas e processos de inexigibilidade de licitação, que foram atendidos pela Companhia em conformidade aos prazos estipulados. Adicionalmente, no que tange aos processos de contratação, a Companhia realiza auditorias regulares e atualmente existe apuração em curso sobre um deles, sendo que com base nos resultados identificados até o momento, não foram identificados impactos materiais nas demonstrações contábeis regulatórias do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 ou exercícios anteriores. A expectativa da Companhia é de que os procedimentos estejam concluídos no segundo trimestre de 2022.

Em 18 de fevereiro de 2022, foi aprovado o relatório final dos trabalhos da CPI, encaminhado ao Ministério Público de Minas Gerais e demais órgãos de controle para avaliação dos encaminhamentos que serão adotados. Ainda não se tem conhecimento de potenciais indiciamentos que poderão ocorrer em virtude dos resultados apontados pela CPI.

A Companhia reafirma, que todos os atos da atual gestão visam preservar o patrimônio da Companhia e assegurar a melhoria da oferta de serviços de energia elétrica aos seus clientes, seguindo rigorosamente a legislação pertinente.

33. NOTAS DE CONCILIAÇÃO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatórios financeiros (IFRS) para a contabilização e elaboração das demonstrações financeiras societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações contábeis apresentadas seguindo as práticas societárias.

a) Conciliação do ativo societário e regulatório

	Nota	2021				2020			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Caixa e equivalentes de caixa		86.064	-	-	86.064	290.995	-	-	290.995
Consumidores e revendedores	33.1.5	352.519	-	182.060	534.579	347.166	-	450.414	797.580
Concessionários - transporte de energia	33.1.5	293.224	-	(182.060)	111.164	561.480	-	(450.414)	111.066
Serviços em curso	33.2.6	98.078	(98.078)	-	-	102.635	(102.635)	-	-
Tributos compensáveis		27.921	-	-	27.921	339.018	-	-	339.018
IR e CS recuperar		650.523	-	-	650.523	465.246	-	-	465.246
Almoxarifado operacional	33.1.4	2.867	-	(2.867)	-	2.620	-	(2.620)	-
Investimentos temporários	33.1.1	623.973	-	(5.843)	618.130	908.022	-	(18.351)	889.671
Ativo de contrato	33.2.2	-	565.659	-	565.659	-	718.430	-	718.430
Indenização pela concessão a receber	33.2.3	52.174	(52.174)	-	-	135.890	(135.890)	-	-
Despesas pagas antecipadamente	33.1.7	1.443	-	(1.443)	-	12.725	-	(12.725)	-
Dividendos a receber		280.204	-	-	280.204	117.404	-	-	117.404
Instrumentos financeiros derivativos		-	-	-	-	522.579	-	-	522.579
Outros ativos circulantes	33.1.1 33.1.2 33.1.4 33.1.7	61.866	(859)	14.522	75.529	65.825	(148)	39.104	104.781
Total do circulante		2.530.856	414.548	4.369	2.949.773	3.871.605	479.757	5.408	4.356.770
Bens destinados à alienação	33.1.2	4.369	-	(4.369)	-	5.408	-	(5.408)	-
Não circulante									
Consumidores		715	-	-	715	2.872	-	-	2.872
Tributos compensáveis		27.614	-	-	27.614	23.851	-	-	23.851
Tributos diferidos	33.2.10	189.337	(189.337)	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais e cauções		152.759	-	-	152.759	151.838	-	-	151.838
Investimentos temporários		127.128	-	-	127.128	199.928	-	-	199.928
Serviços em curso	33.2.6	66.823	(66.823)	-	-	45.100	(45.100)	-	-
Bens e direitos para uso futuro	33.1.6	269	-	(269)	-	269	-	(269)	-
Indenização pela concessão a receber	33.2.3	696.530	(696.530)	-	-	522.533	(522.533)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		1.219.176	-	-	1.219.176	2.426.351	-	-	2.426.351
Outros ativos não circulantes	33.1.6	61.815	-	269	62.084	57.387	-	269	57.656
Investimentos	33.2.1	7.412.251	69.457	-	7.481.708	7.187.862	69.457	-	7.257.319
Ativo financeiro da concessão	33.2.3	-	816.202	-	816.202	-	816.202	-	816.202
Ativo de contrato	33.2.2	-	3.595.441	-	3.595.441	-	2.916.272	-	2.916.272
Imobilizado	33.2.2 33.2.3 33.2.4	3.655.576	(1.998.730)	-	1.656.846	3.730.031	(1.956.892)	-	1.773.139
Intangível	33.2.2 33.2.3 33.2.4	798.768	(25.363)	-	773.405	51.525	(24.801)	-	26.724
Operações de arrendamento mercantil – direito de uso	33.2.7	-	40.427	-	40.427	-	40.018	-	40.018
Total do não circulante		14.408.761	1.544.744	-	15.953.505	14.399.547	1.292.623	-	15.692.170
Ativo total		16.943.986	1.959.292	-	18.903.278	18.276.560	1.772.380	-	20.048.940

b) Conciliação do passivo societário e regulatório

	Nota	2021				2020			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Fornecedores		334.379	-	-	334.379	392.574	-	-	392.574
Empréstimos, financiamentos e debêntures		470.536	-	-	470.536	733.520	-	-	733.520
Obrigações sociais e trabalhistas	33.1.3	89.158	-	(31.503)	57.655	78.452	-	(27.302)	51.150
Benefício pós-emprego		75.257	-	-	75.257	66.206	-	-	66.206
Impostos, taxas e contribuições	33.2.9	74.255	49.492	-	123.747	85.265	64.510	-	149.775
Encargos setoriais	33.2.6	198.130	(98.078)	-	100.052	263.507	(102.635)	-	160.872
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		799.947	-	-	799.947	891.998	-	-	891.998
Opções de venda - SAAG		636.292	-	-	636.292	536.155	-	-	536.155
Instrumentos financeiros derivativos (swap)		6.130	-	-	6.130	-	-	-	-
Outros passivos circulantes	33.1.3	294.071	-	31.503	325.574	134.170	-	27.302	161.472
Operações de arrendamento mercantil - obrigações	33.2.7	-	9.637	-	9.637	-	7.908	-	7.908
Total do circulante		2.978.155	(38.949)	-	2.939.206	3.181.847	(30.217)	-	3.151.630
Não circulante									
Empréstimos, financiamentos e debêntures		5.558.924	-	-	5.558.924	8.120.901	-	-	8.120.901
Benefício pós-emprego		1.231.957	-	-	1.231.957	1.391.479	-	-	1.391.479
Tributos	33.2.9	-	324.730	-	324.730	-	262.673	-	262.673
Provisão para litígios		437.772	-	-	437.772	418.261	-	-	418.261
Encargos setoriais	33.2.6	66.823	(66.823)	-	-	92.846	(45.100)	-	47.746
Tributos diferidos	33.2.10	-	593.588	-	593.588	89.266	665.337	-	754.603
Outros passivos não circulantes		27.358	-	-	27.358	24.798	-	-	24.798
Obrig. vinculadas à concessão do serv. público de energia elétrica	33.2.4	156.408	(156.408)	-	-	161.030	(161.030)	-	-
Operações de arrendamento mercantil - obrigações	33.2.7	-	34.289	-	34.289	-	34.678	-	34.678
Total do não circulante		7.479.242	729.376	-	8.208.618	10.298.581	756.558	-	11.055.139
Total do passivo		10.457.397	690.427	-	11.147.824	13.480.428	726.341	-	14.206.769
Patrimônio líquido									
Capital social		4.123.724	-	-	4.123.724	4.000.000	-	-	4.000.000
Ajustes de avaliação patrimonial	33.2.2 33.2.3 33.2.4 33.2.10	(327.689)	144.747	-	(182.942)	(321.703)	90.997	-	(230.706)
Reservas de lucros	33.2.1 33.2.7 33.2.10	1.340.554	1.124.118	-	2.464.672	1.117.835	955.042	-	2.072.877
Adiantamento para futuro aumento de capital		1.350.000	-	-	1.350.000	-	-	-	-
Total do patrimônio líquido		6.486.589	1.268.865	-	7.755.454	4.796.132	1.046.039	-	5.842.171
Total passivo e patrimônio líquido		16.943.986	1.959.292	-	18.903.278	18.276.560	1.772.380	-	20.048.940

c) Conciliação do resultado societário e regulatório

	Nota	2021				2020			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
RECEITA		8.218.359	445.375	-	8.663.734	7.894.927	1.698	-	7.896.625
Fornecimento de energia elétrica		4.635.712	-	-	4.635.712	3.649.265	-	-	3.649.265
Suprimento de energia elétrica		2.116.972	-	-	2.116.972	2.930.139	-	-	2.930.139
Energia elétrica de curto prazo		278.347	-	-	278.347	105.327	-	-	105.327
Disponibilização sistema de transmissão	33.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
	33.2.2	1.187.328	(503.800)	(65.406)	618.122	1.210.196	(684.982)	(8.727)	516.487
Receita de construção	33.2.5	-	251.973	-	251.973	-	201.451	-	201.451
Remuneração financeiro do ativo de contrato	33.2.2	-	627.912	-	627.912	-	411.968	-	411.968
	33.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	33.2.8	-	69.290	65.406	134.696	-	73.261	8.727	81.988
TRIBUTOS		(1.347.598)	(42.082)	-	(1.389.680)	(1.196.506)	(9.996)	-	(1.206.502)
ICMS	33.2.9	(640.069)	(109)	-	(640.178)	(521.568)	(101)	-	(521.669)
PIS/Pasep	33.2.9	(126.207)	(6.809)	-	(133.016)	(120.388)	(1.414)	-	(121.802)
Cofins	33.2.9	(581.319)	(31.363)	-	(612.682)	(554.519)	(6.512)	-	(561.031)
ISS	33.2.9	(3)	(3.801)	-	(3.804)	(31)	(1.969)	-	(2.000)
ENCARGOS		(371.492)	-	-	(371.492)	(361.378)	-	-	(361.378)
Pesquisa e Desenv. – P&D		(19.018)	-	-	(19.018)	(26.420)	-	-	(26.420)
Reserva global de reversão – RGR		(12.210)	-	-	(12.210)	(13.000)	-	-	(13.000)
Conta de desenvolv. econômico – CDE		(242.683)	-	-	(242.683)	(233.998)	-	-	(233.998)
CDE sobre P&D		(3.777)	-	-	(3.777)	-	-	-	-
Comp.financ. util.recur.hídricos - CFUHR		(19.830)	-	-	(19.830)	(40.546)	-	-	(40.546)
Tx. fisc. de serv energia elétrica – TFSEE		(8.241)	-	-	(8.241)	(8.882)	-	-	(8.882)
Proinfa		(65.733)	-	-	(65.733)	(38.532)	-	-	(38.532)
RECEITA LÍQUIDA		6.499.269	403.293	-	6.902.562	6.337.043	(8.298)	-	6.328.745
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS		(4.494.182)	-	-	(4.494.182)	(4.052.204)	-	-	(4.052.204)
Energia elétrica comprada para revenda		(4.337.918)	-	-	(4.337.918)	(3.905.833)	-	-	(3.905.833)
Encargo transm., conexão e distribuição		(156.264)	-	-	(156.264)	(146.371)	-	-	(146.371)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		2.005.087	403.293	-	2.408.380	2.284.839	(8.298)	-	2.276.541
CUSTOS GERENCIÁVEIS		(827.230)	(264.871)	-	(1.092.101)	(850.561)	(93.465)	-	(944.026)
Pessoal e administradores		(326.016)	-	-	(326.016)	(416.538)	-	-	(416.538)
Materiais		(13.723)	-	-	(13.723)	(9.951)	-	-	(9.951)
Serviços de terceiros		(129.025)	-	-	(129.025)	(117.903)	-	-	(117.903)
Arrendamentos e aluguéis	33.2.7	(12.035)	10.840	-	(1.195)	(18.234)	15.487	-	(2.747)
Seguros		(11.910)	-	-	(11.910)	(10.465)	-	-	(10.465)
Doações, contribuições e subvenções		(6.047)	-	-	(6.047)	(163)	-	-	(163)
Provisões		(146.843)	-	-	(146.843)	(88.004)	-	-	(88.004)
Provisão para perda na alienação de bens e direitos	33.1.8	17.653	-	(17.653)	-	2.884	-	(2.884)	-
Perdas na alienação de bens e direitos	33.1.8	(11.095)	4.794	6.301	-	(1.601)	682	919	-
Perdas em investimentos		(40.071)	-	-	(40.071)	-	-	-	-
Obrigações derivadas de contratos de investimento		(11.121)	-	-	(11.121)	(9.289)	-	-	(9.289)
(-) Recuperação de despesas		268	-	-	268	283	-	-	283
Tributos		(5.903)	-	-	(5.903)	(1.135)	-	-	(1.135)
	33.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-
	33.2.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e amortização	33.2.4	(326.093)	132.472	-	(193.621)	(267.733)	115.375	-	(152.358)
Custo de construção	33.2.5	-	(183.386)	-	(183.386)	-	(146.652)	-	(146.652)
	33.1.8	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos diversos	33.2.3	(34.775)	(85)	11.352	(23.508)	(16.952)	25.883	1.965	10.896
Indenização da transmissão	33.2.3	176.595	(176.595)	-	-	51.280	(51.280)	-	-
Outras receitas operacionais	33.2.8	52.911	(52.911)	-	-	52.960	(52.960)	-	-
RESULTADO ATIVIDADE		1.177.857	138.422	-	1.316.279	1.434.278	(101.763)	-	1.332.515
Repactuação do risco hidrológico – Lei 14.052/20		805.613	-	-	805.613	-	-	-	-
Revisão Tarifária Periódica, líquida	33.2.2	-	214.955	-	214.955	-	502.108	-	502.108
Equivalência patrimonial		670.629	-	-	670.629	353.953	-	-	353.953
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos		-	-	-	-	13.825	-	-	13.825
Resultado financeiro		(2.171.693)	(4.781)	-	(2.176.474)	(884.158)	(4.616)	-	(888.774)
Receitas financeiras		106.491	-	-	106.491	1.864.996	-	-	1.864.996
Despesas financeiras	33.2.7	(2.278.184)	(4.781)	-	(2.282.965)	(2.749.154)	(4.616)	-	(2.753.770)
Resultado antes dos impostos		482.406	348.596	-	831.002	917.898	395.729	-	1.313.627
Impostos sobre o resultado	33.2.10	160.802	(120.370)	-	40.432	(122.786)	(135.306)	-	(258.092)
Resultado do exercício		643.208	228.226	-	871.434	795.112	260.423	-	1.055.535

d) Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Nota	2021	2020
Patrimônio líquido societário		7.755.454	5.842.171
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Reavaliação - custo atribuído	33.2.3	(589.697)	(603.024)
Base de remuneração regulatória - BRR	33.2.2, 33.2.3 e 33.2.4	368.311	463.059
Bonificação pela outorga - BO	33.2.1	(69.457)	(69.457)
Ajuste de indenização da transmissão	33.2.2	545.159	454.878
Ajuste operações de arrendamento	33.2.7	3.500	2.568
Ajuste mensuração de ativos da transmissão (IFRS 15 / CPC 47)	33.2.2	(2.183.138)	(1.832.932)
Tributos – IR/CS	33.2.10	656.457	538.869
Patrimônio líquido regulatório		6.486.589	4.796.132

e) Conciliação do resultado líquido societário e regulatório

	Nota	2021	2020
Resultado do exercício - societário		871.434	1.055.535
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Custo atribuído	33.2.3	423	395
Remuneração do ativo de contrato	33.2.2	(627.912)	(411.968)
Baixa BRR	33.2.2		
Depreciação - reavaliação do custo atribuído	33.2.4	(4.794)	(682)
Depreciação - base de remuneração regulatória (BRR)	33.2.3	12.904	16.990
Depreciação - remuneração do ativo financeiro	33.2.2		
Atualização da indenização da transmissão	33.2.4	(98.136)	(93.318)
Amortização – arrendamento	33.2.2	(54.231)	(47.643)
Juros sobre arrendamentos	33.2.2	90.281	51.280
Ajuste receita de transmissão – Efeitos IFRS 15 / CPC 47	33.2.7	(3.849)	(4.067)
Revisão Tarifaria Periódica, líquida - Efeitos IFRS 15 / CPC 47	33.2.7	4.781	4.616
Margem receita de construção	33.2.2	615.479	699.679
Impostos (IR/CS)	33.2.2 e 33.2.5	(68.587)	(54.799)
	33.2.10	120.370	135.306
Total dos ajustes de práticas contábeis		(228.226)	(260.423)
Resultado do exercício - regulatório		643.208	795.112

As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatórios financeiros - IFRS e a base de preparação das informações contábeis previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as instruções contábeis para fins regulatórios especificam um tratamento (mensuração e classificação) ou divulgação diferentes para alguns itens do balanço patrimonial e da demonstração de resultado.

As diferenças entre os saldos apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias e nas demonstrações financeiras societárias são como segue:

33.1 Reclassificações

Referem-se às diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias, em atendimento às práticas específicas estabelecidas pelo órgão regulador. Tais reclassificações não afetam o valor total do ativo, passivo, patrimônio líquido ou o resultado da Companhia e estão demonstradas a seguir:

33.1.1 Investimentos temporários

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos fundos vinculados devem ser registrados em contas específicas, dentro do grupo de investimentos temporários, em atendimento à técnica de funcionamento 7.2.19 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores estão apresentados em outros ativos circulantes.

33.1.2 Bens destinados à alienação

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos bens destinados à alienação devem ser apresentados em conta específica, em observância à técnica de funcionamento 7.2.27 do MCSE.

Na contabilidade societária estes valores são apresentados em outros ativos circulantes.

33.1.3 Participação nos lucros e resultados

Na contabilidade regulatória os valores a pagar referentes às participações nos lucros e resultados são apresentados na rubrica “Obrigações sociais e trabalhistas”, conforme técnica de funcionamento 7.2.75 do MCSE.

Na contabilidade societária, estes valores estão apresentados na rubrica “Outros passivos circulantes” em função da imaterialidade.

33.1.4 Almojarifado Operacional

Na contabilidade regulatória os valores correspondentes estes valores são apresentados em conta específica, na rubrica “almojarifado operacional”, em atendimento à técnica de funcionamento 7.2.17 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica outros ativos circulantes.

33.1.5 Consumidores e concessionárias e permissionárias

Na contabilidade regulatória os valores correspondentes aos créditos referentes ao suprimento de energia elétrica a outras concessionárias, inclusive a comercialização de energia realizada no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (energia elétrica de curto prazo), são apresentados na rubrica “concessionárias, permissionárias e comercializadoras”, em atendimento à técnica de funcionamento 7.2.12 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica consumidores e revendedores.

33.1.6 Bens e direitos para uso futuro

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos bens e direitos para uso futuro são apresentados em rubrica própria, conforme técnica de funcionamento 7.2.36 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica de outros ativos não circulantes.

33.1.7 Despesas pagas antecipadamente

Na contabilidade regulatória os valores referentes às despesas pagas antecipadamente são apresentados em rubrica própria, conforme técnica de funcionamento 7.2.23 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica de outros ativos circulantes ou outros ativos não circulantes, considerando a sua expectativa de realização.

33.1.8 Perdas na alienação e desativação de bens e direitos

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos ajustes estimados de perdas na realização do ativo devem ser registrados em rubrica específica de provisão para redução ao valor recuperável, conforme técnica de funcionamento 7.2.216 do MCSE.

Na contabilidade societária, estes valores são apresentados na rubrica “Outras despesas”.

33.1.9 Receita de operações com transmissão de energia elétrica

Na contabilidade regulatória, o valor não arrecadado a título de encargos de uso do sistema de transmissão, em função dos descontos incidentes sobre as tarifas de que trata a RN-77/2004, devem ser registrados como receitas de disponibilização do sistema.

Na contabilidade societária estes valores estão apresentados no grupo de outras receitas.

33.2 Ajustes de práticas contábeis

Referem-se às diferenças entre as normas contábeis regulatórias e societárias, em atendimento às práticas específicas estabelecidas pelo órgão regulador. Tais ajustes afetam o valor total do ativo, passivo, patrimônio líquido e/ou resultado da Companhia e estão demonstrados a seguir:

33.2.1 Investimento nas usinas adquiridas no lote D do leilão 12/2015 - bonificação pela outorga

Na contabilidade societária, o valor da bonificação pela outorga, paga pela Companhia, referente às usinas do Lote D do leilão 12/2015, foi reconhecido, como um ativo financeiro em função do direito incondicional da Companhia de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão. Os valores recebidos são reconhecidos como amortização do ativo financeiro constituído. O impacto líquido dessas transações está apresentado, na demonstração do fluxo de caixa, na rubrica ativo financeiro, reduzindo o valor do caixa gerado pelas atividades operacionais.

Na contabilidade regulatória, a bonificação pela outorga foi reconhecida como um ativo intangível, a ser amortizado durante o período da concessão, em observância ao Despacho Aneel nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016. Os valores recebidos são reconhecidos como receita de suprimento de energia. O impacto líquido dessas transações está apresentado, na demonstração do fluxo de caixa, na rubrica intangível, compondo o valor do caixa gerado pelas atividades de investimento.

Em junho de 2016 os contratos de concessão tiveram as suas titularidades transferidas da Companhia para Sociedades de Propósitos Específicos –SPE, subsidiárias integrais da Companhia.

Em função das diferenças de critérios contábeis mencionadas acima, o valor do aporte nas SPE's constituídas apresentou diferença entre os valores societários e regulatórios da bonificação registrada, com o registro das diferenças na rubrica de investimentos e respectivo efeito tributário na rubrica de imposto de renda e contribuição social diferidos. Tais diferenças geraram redução no patrimônio na contabilidade regulatória, e o valor líquido deste impacto está devidamente demonstrado na DMPL.

33.2.2 Ativos vinculados à concessão – transmissão

Na contabilidade societária, quando a fase de construção da infraestrutura de transmissão é concluída, os ativos correspondentes permanecem classificados como ativos de contrato, considerando a sua vinculação às obrigações de desempenho durante o período da concessão, representadas pela disponibilidade/construção, operação e manutenção das linhas de transmissão, não existindo, assim, o direito incondicional de receber a contraprestação pelos serviços de construção a menos que a Companhia opere e mantenha a infraestrutura. Apenas após a satisfação da obrigação de performance de operar e manter a infraestrutura, o ativo de contrato passa a ser classificado como ativo financeiro (contas a receber – concessionários – transporte de energia), uma vez que o recebimento da contraprestação somente depende da passagem do tempo.

Em conformidade ao previsto no CPC 48 / IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, na contabilidade societária é realizada a alocação da margem às obrigações de performance do contrato de concessão e determinada taxa implícita de desconto a ser considerada para reconhecimento da remuneração financeira.

A margem alocada à obrigação de performance de construção da infraestrutura é definida com base nas melhores estimativas e expectativas da Administração sobre a rentabilidade dos projetos implementados pela Companhia.

A taxa de desconto relativa ao componente financeiro do ativo de contrato de concessão representa a melhor estimativa da Companhia para a remuneração financeira dos investimentos na infraestrutura de transmissão, que representa o percentual aproximado do que seria o preço à vista a ser cobrado pela infraestrutura construída ou melhorada pela concessionária em uma operação de venda. A taxa implícita para precificar o componente financeiro do ativo de contrato de concessão é estabelecida no início dos investimentos e considera o risco de crédito das contrapartes.

Nas alterações da tarifa por ocasião das revisões tarifárias periódicas, o ativo de contrato é remensurado, trazendo a valor presente as RAPs futuras pela taxa implícita identificada originalmente para o ativo de contrato, confrontando-se o resultado encontrado com o saldo contabilizado, para reconhecimento do ganho ou perda no resultado.

Dos valores faturados de receita de concessão de transmissão, representada pela Receita Anual Permitida ("RAP"), a parcela referente ao valor justo da operação e manutenção dos ativos é registrada em contrapartida ao resultado do exercício e a parcela referente à receita de construção, registrada originalmente quando da formação dos ativos, é baixada do ativo de contrato. As adições por expansão e reforço geram fluxo de caixa adicional e, portanto, são incorporadas ao saldo do ativo de contrato.

Na contabilidade regulatória, os saldos dos ativos vinculados à concessão da transmissão são apresentados nas rubricas de ativo Imobilizado e intangível, sendo os saldos ajustados pela base de remuneração regulatória (BRR) homologada na última revisão tarifária e as adições ocorridas a partir dessa data com base no custo de aquisição, em conformidade à sua natureza, com o registro da depreciação, amortização e baixas dos ativos.

Em função das diferenças mencionadas acima, na contabilidade regulatória são reconhecidas as despesas de depreciação, amortização e realização dos ativos com efeito no patrimônio líquido (ajuste de avaliação patrimonial), sendo que na contabilidade societária a parcela referente à receita de construção, registrada originalmente quando da formação dos ativos, é baixada do ativo de contrato quando os valores são faturados, representados pela Receita Anual Permitida (“RAP”).

33.2.3 Ativos vinculados à concessão

Geração - Custo atribuído

Na contabilidade societária o valor da receita de indenização da geração é o resultado da diferença entre os saldos registrados no ativo financeiro, incluindo o custo atribuído (“Deemed Cost”), e o valor definido na Portaria MME nº 291/2017.

Na contabilidade regulatória o valor da receita de indenização da geração é o resultado da diferença entre os saldos registrados no ativo imobilizado e intangível, ao custo incorrido pela sua formação, e o valor definido na Portaria MME nº 291/2017.

Transmissão - Parcela financeira vinculada aos contratos de concessão de transmissão renovados nos termos da Lei 12.783/2013

Na contabilidade societária a parcela financeira da contraprestação pelas instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica (RBSE), que representa o montante a pagar desde a prorrogação das concessões até a sua incorporação na tarifa (1º de janeiro de 2013 até 30 de junho de 2017), a ser recebida no prazo de 8 anos é classificada como ativo de contrato, uma vez que, os valores a serem recebidos são subordinados às regras regulatórias aplicáveis ao processo tarifário, sujeitando-se, inclusive a mecanismos de controle de eficiência.

Nesse contexto, o recebimento da contraprestação está atrelado à obrigação de performance de operação e manutenção, configurando-se, assim, como ativo de contrato, sendo reclassificada para o ativo financeiro somente após o despacho autorizativo da ANEEL.

Na contabilidade regulatória, os saldos são ajustados pela base de remuneração regulatória (BRR) homologada na última revisão tarifária e a receita registrada em conformidade à Receita Anual Permitida (RAP).

33.2.4 Obrigações especiais

Na contabilidade regulatória os valores referentes às obrigações especiais são apresentados em contas específicas do passivo, no subgrupo obrigações vinculadas à concessão e permissão do serviço público de energia elétrica, conforme técnica de funcionamento 7.2.103.

Na contabilidade societária estes valores são registrados em contas redutoras do ativo de contrato.

33.2.5 Receita de construção e custo de construção

Na contabilidade regulatória não são registrados receitas e custos de construção.

Na contabilidade societária os custos relacionados à construção da infraestrutura são registrados no resultado quando incorridos. As receitas de construção e melhoria são reconhecidas de acordo com o estágio de conclusão da obra, com base nos custos efetivamente incorridos, acrescidos da margem de construção.

33.2.6 Serviços em curso - serviço próprio (P&D e PEE)

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos serviços em curso, relativos aos projetos financiados pelos recursos de P&D e PEE, são apresentados em serviços em curso, no caso do ativo, e em encargos setoriais, no caso do passivo. De acordo com as técnicas de funcionamento 7.2.98 e 7.2.99 do MCSE, a compensação dos valores só poderá ser realizada quando da conclusão dos respectivos projetos.

Na contabilidade societária é realizada a compensação entre ativo e o passivo e os valores são apresentados pelo líquido. Quando o resultado da compensação for um direito a receber o valor líquido será apresentado em outros ativos circulantes ou outros ativos não circulantes, considerando a sua expectativa de realização. Caso o valor líquido da compensação represente uma obrigação da Companhia, os valores serão apresentados no passivo circulante ou não circulante, na rubrica encargos regulatórios, considerando a sua expectativa de realização.

33.2.7 Operações de arrendamento mercantil

Na contabilidade societária, as alterações introduzidas pela IFRS 16/CPC 06 (R2) impactaram a mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil. Conforme requerido no pronunciamento, os arrendatários devem contabilizar todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros nos moldes do CPC 06 (R1). Na data de início de um arrendamento, o arrendatário reconhece um passivo para efetuar os pagamentos (um passivo de arrendamento) e um ativo representando o direito de usar o ativo objeto durante o prazo do arrendamento (um ativo de direito de uso). Os arrendatários devem reconhecer separadamente as despesas com juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação do ativo de direito de uso.

Na contabilidade regulatória estes valores são contabilizados diretamente no resultado do exercício.

Na contabilidade societária estes valores são apresentados como receitas operacionais.

33.2.8 Outras receitas operacionais

Na contabilidade regulatória os valores referentes às rendas de prestação de serviços de operação e manutenção e os respectivos tributos devem ser reconhecidos como receitas de atividade não vinculada e apresentados como outras receitas operacionais, redutoras dos custos, conforme técnica de funcionamento 7.2.180 do MCSE.

33.2.9 Impostos, taxas e contribuições

Na contabilidade societária é registrado o diferimento de PIS/Pasep e Cofins sobre a remuneração financeira do ativo de contrato e sobre as receitas de construção e melhoria vinculadas aos contratos de transmissão.

Na contabilidade societária, as receitas de construção correspondem à obrigação de desempenho de construir a infraestrutura de transmissão. São reconhecidas de acordo com o estágio de conclusão das obras e mensuradas com base no custo incorrido somado ao PIS/Pasep e Cofins incidentes e à margem de rentabilidade do projeto, em conformidade ao previsto no CPC 47 / IFRS 15 – Receita de contrato de cliente e no Ofício Circular CVM/SNC/SEP 04/2020, emitido em 1º de dezembro de 2020. Mais informações na nota de conciliação nº 33.2.2.

Na contabilidade regulatória não são registrados receitas e custos de construção.

33.2.10 Efeitos fiscais – Imposto de renda e contribuição social

A Companhia registrou os efeitos fiscais correspondentes aos ajustes de diferença de práticas contábeis mencionadas acima.

33.2.11 Segmentos Operacionais

Na contabilidade societária, a partir de 2021, em função da forma como a Administração monitora a composição dos segmentos, a Companhia reavaliou seus segmentos operacionais e passou a divulgar os segmentos de comercialização, participações e transações intersegmentos. Assim, nas demonstrações financeiras societárias consolidadas são apresentados os segmentos de geração, transmissão, comercialização, participações e transações intersegmentos, os quais refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados.

Na contabilidade regulatória são apresentados os segmentos de geração, transmissão e atividade não vinculada em conformidade ao previsto no Manual de Contabilidade do Setor de Energia Elétrica.

34. EVENTOS SUBSEQUENTES

Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP) – 2022

Em 18 de abril de 2022, a Cemig aprovou o programa de desligamento voluntário programado (PDVP 2022), com período de adesão de 02 a 20 de maio de 2022, sendo elegíveis todos os empregados da Cemig, Cemig D e Cemig GT, salvo as exceções previstas no Programa. O programa prevê o pagamento das verbas rescisórias legais na modalidade de desligamento “A Pedido” e de um prêmio adicional, a título de indenização, equivalente a um percentual fixo, a depender do tempo de serviço na Cemig, sobre a sua remuneração, por cada ano de trabalho, nos termos do Programa, e, para aqueles empregados com mais de 25 anos de serviço na Cemig, o valor fixo de 12 remunerações.

Reynaldo Passanezi Filho
Diretor-Presidente

Dimas Costa
Diretoria Cemig Comercialização

Leonardo George de Magalhães
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores

Paulo Mota Henriques
Diretoria de Cemig Geração e
Transmissão

Maurício Dall’Agnese
Diretor Cemigpar

Marney Tadeu Antunes
Diretoria sem denominação
específica

Eduardo Soares
Diretoria de Regulação e Jurídica

Mário Lúcio Braga
Superintendente de Controladoria
CRC-MG-47.822

José Guilherme Grigolli Martins
Gerente de Contabilidade
Financeira e Participações
Contador – CRC-1SP/242451-04

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos
Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Cemig Geração e Transmissão S.A.
Belo Horizonte - MG

Opinião com ressalva

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir, intitulada “Base para para opinião com ressalva”, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Cemig Geração e Transmissão S.A. em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o MCSE.

Base para opinião com ressalva

Conforme divulgado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, os investimentos que a Companhia detém nas empresas mencionadas na referida nota explicativa, registrados pelo método de equivalência patrimonial, foram mensurados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatórios financeiros, utilizadas na elaboração das suas demonstrações financeiras societárias. Consequentemente, o saldo dos investimentos em 31 de dezembro de 2021 nessas empresas, no montante de R\$ 7.229.836 mil, e o respectivo resultado de equivalência patrimonial no montante de R\$ 670.629 mil para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, estão mensurados por outras práticas contábeis que não aquelas estabelecidas no MCSE. A distorção causada pela aplicação das políticas contábeis incorretas não foi quantificada.

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Ênfases

Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia a cumprir determinação da ANEEL. Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

Risco de continuidade operacional da controlada em conjunto Renova Energia S.A e coligada Madeira Energia S.A.

Conforme descrito na nota explicativa 28 às demonstrações contábeis regulatórias, a controlada em conjunto Renova Energia S.A., atualmente classificada como um ativo não circulante mantido para venda, encontra-se em processo de recuperação judicial desde 2020. Adicionalmente, conforme descrito na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, a coligada Madeira Energia S.A. apresenta capital circulante líquido negativo, além de existirem circunstâncias que demonstram a necessidade de manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou dos seus outros acionistas, havendo ainda circunstâncias específicas em que estão previstas obrigações dos sócios estabelecidas em acordos de acionistas. Esses eventos ou condições, juntamente com outros assuntos descritos nas referidas notas explicativas, indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa quanto à capacidade de continuidade operacional da Renova Energia S.A. e da Madeira Energia S.A. Nossa opinião não contém modificação em relação a esses assuntos.

Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

Conforme mencionado nas notas explicativas 12 e 33 às demonstrações contábeis regulatórias, existem investigações sendo conduzidas por autoridades públicas na Companhia, na sua controladora Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig e em determinadas investidas, que envolvem e incluem também alguns de seus outros acionistas e determinados executivos da Companhia e desses outros acionistas. Neste momento, não é possível prever os desdobramentos futuros decorrentes destes processos de investigação conduzidos pelas autoridades públicas, nem seus eventuais efeitos reflexos sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”, incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis regulatórias. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Infraestrutura da concessão

Conforme divulgado na nota explicativa 13 às demonstrações contábeis regulatórias, em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possui registrados ativo imobilizado, intangível e indenização a receber nos montantes de R\$ 3.655.576 mil, R\$798.768 mil e R\$ 650.873 mil, respectivamente, que representam a infraestrutura da concessão.

Na geração, a indenização a receber da concessão está representado pela parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não foi completamente amortizada ao final do prazo de concessão, e será indenizada pelo poder concedente, no montante de R\$ 203.545 mil. O ativo intangível da geração, está representado, principalmente, pelo valor justo do direito de outorga das usinas hidrelétricas registrado em 2021 em função da repactuação do risco hidrológico (Generation Scaling Factor-GSF) que levou a extensão do prazo de concessão, no montante de R\$ 746.768 mil.

No caso da transmissão, a indenização a receber da concessão está representado pela remuneração do custo do capital próprio das parcelas não pagas entre 2013 e 2017 dos ativos da “Rede Básica”, em função da adesão dos termos da Lei 12.783/13 e será indenizada pelo poder concedente, no montante de R\$ 447.328 mil. A determinação dos gastos que se qualificam como investimento na infraestrutura da concessão de geração e de transmissão e que são passíveis de indenização, e sua respectiva atualização, impacta diretamente a avaliação do ativo em questão.

A determinação dos gastos que se qualificam como investimentos na infraestrutura da concessão e que são passíveis de indenização, impacta diretamente a avaliação do ativo financeiro das concessões de geração.

Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido, consideramos a mensuração do ativo imobilizado, intangível e indenização a receber um assunto relevante para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros: (i) a avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles internos implementados pela Companhia sobre a contabilização dos investimentos em infraestrutura, incluindo o rateio dos custos indiretos, comparação dos custos com os dados históricos e os padrões observáveis da indústria, atualização da indenização a receber da concessão; (ii) avaliação do custo histórico de formação do ativo financeiro da concessão de geração, análise das previsões regulatórias para sua indenização e acompanhamento das consultas públicas e discussões realizadas entre a Companhia e o poder concedente sobre o tema; (iii) análise da modelagem financeira e metodologia utilizada para mensuração do ativo intangível da geração relacionado a repactuação do risco hidrológico, e se a mesma está em conformidade com determinado pelo órgão regulador; e (iv) avaliação das premissas relevantes e do prazo de extensão das usinas hidrelétricas determinado por meio da inspeção de resoluções homologatórias emitidas pelo órgão regulador. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre esse assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da diretoria, consideramos que as estimativas preparadas pela diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 13, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme mencionado nas notas explicativas 12 e 33 às demonstrações contábeis regulatórias, existem investigações sendo conduzidas por autoridades públicas na Companhia, na sua controladora Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig e em determinadas investidas. Ao final de 2020, os órgãos de governança da sua controladora autorizaram a contratação de empresa especializada para analisar os procedimentos internos e apurar alegações recebidas pelo Ministério Público de Minas Gerais (MPMG) sobre eventuais irregularidades em processos licitatórios de compras. Adicionalmente, em 18 de fevereiro de 2022, foi aprovado e encaminhado às autoridades públicas o relatório final da Comissão Parlamentar de Inquéritos instaurada pela Assembleia Legislativa de Minas Gerais (ALMG).

Esse assunto foi tratado como significativo em nossa auditoria tendo em vista o grau de julgamento e complexidade inerentes a estes processos de investigação interna e conduzidos por autoridades públicas.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) análise do processo e controles implementados pela Companhia para identificação de descumprimento das leis e regulamentos (ii) revisão do relatório de investigação interna independente emitido por empresa especializada contratada pela Companhia; (iii) compreender e avaliar as principais ações da diretoria e dos órgãos de governança em relação a tais alegações; (iv) realizar discussões sobre o assunto junto ao Comitê de Auditoria, aos membros da Comissão de investigações (CEI), bem como com a área de Compliance e Auditoria Interna; (v) realizar testes de transações não usuais; (vi) envolvimento dos nossos profissionais de *forensics* para auxiliar em nossa avaliação dos procedimentos e conclusões da investigação interna; e (vii) envolvimento de profissionais de auditoria mais experientes na definição da estratégia de testes, avaliação da documentação suporte de auditoria e na supervisão dos procedimentos de auditoria executados. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos, que está consistente com a avaliação da diretoria, consideramos que os procedimentos adotados e avaliação realizada pela diretoria, assim como as respectivas divulgações incluídas em notas explicativas 12 e 33, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Outros assuntos

A Companhia elaborou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 29 de março de 2022, com opinião sem modificação e contendo os parágrafos de ênfase relacionado a rerepresentação da divulgação dos segmentos operacionais, risco de continuidade operacional da controlada em conjunto Renova Energia S.A e coligada Madeira Energia S.A. e um parágrafo de ênfase relacionado a riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos incluído naquelas demonstrações financeiras.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Em decorrência do assunto descrito na seção "Base para opinião com ressalva", concluimos que as outras informações também estão distorcidas pela mesma razão com relação aos valores e outros aspectos descritos na referida seção.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Belo Horizonte, 29 de abril de 2022.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP015199/O-6



Shirley Nara S. Silva
Contadora CRC-1BA022650/O-0

Termo de Responsabilidade das Demonstrações Contábeis Regulatórias da Cemig Geração e Transmissão S.A.

TERMO DE RESPONSABILIDADE

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos, sob as penas da lei, a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades às quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo V, inciso XVII, da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, bem como às previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Belo Horizonte, 29 de abril de 2022.

Concessionária: Cemig Geração e Transmissão S.A.



Assinatura Eletrônica
29/04/2022 19:15 UTC
058 *** ** 50
Reynaldo Passanezi Filho

Reynaldo Passanezi Filho
Diretor-Presidente



Assinatura Eletrônica
29/04/2022 18:20 UTC
617 *** ** 20
Leonardo George de Magalhães

Leonardo George de Magalhães
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores



Assinatura Eletrônica
29/04/2022 17:23 UTC
489 *** ** 53
Mário Lúcio Braga

Mário Lúcio Braga
Superintendente de Contraladoria
CRC-MG 47.822



Assinatura Eletrônica
29/04/2022 16:20 UTC
298 *** ** 77
José Guilherme Grigolli Martins

José Guilherme Grigolli Martins
Gerente de Contabilidade
Financeira e Participações
Contador – CRC-1SP 242451/O4

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 846, DE 11 DE JUNHO DE 2019

Art. 13º - Constitui infração do Grupo V:

(...)

XVII – Fornecer documentos ou informações falsas à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 – Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 – Omitir, em documento público ou particular, declaração que devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar, obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.