

## SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2020 .....	2
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO.....	2
A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO .....	4
AMBIENTE REGULATÓRIO .....	17
DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS .....	19
DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO .....	29
INVESTIMENTOS.....	30
GOVERNANÇA CORPORATIVA .....	30
RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES.....	31
AUDITORIA INTERNA E GERENCIAMENTO DE RISCOS .....	31
RESPONSABILIDADE SOCIAL .....	34
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS, DO COMITÊ DE AUDITORIA E DA DIRETORIA.....	44
BALANÇOS PATRIMONIAIS .....	45
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS .....	47
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES .....	48
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO .....	49
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA .....	50
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS.....	52
1. CONTEXTO OPERACIONAL .....	52
2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS .....	57
3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES .....	61
4. SEGMENTOS OPERACIONAIS .....	63
5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA .....	66
6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS .....	66
7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA .....	67
8. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR .....	68
9. TRIBUTOS DIFERIDOS.....	70
10. CONCILIAÇÃO DA DESPESA COM IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....	71
11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES .....	71
12. INVESTIMENTOS .....	72
13. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL.....	86
14. FORNECEDORES.....	93
15. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES .....	93
16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES .....	94
17. ENCARGOS SETORIAIS .....	98
18. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO.....	98
19. PROVISÕES PARA LITÍGIOS.....	104
20. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	109
21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS .....	110
22. RECEITAS.....	113
23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS .....	114
24. CUSTOS GERENCIÁVEIS.....	115
25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS.....	116
26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS .....	117
27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS.....	120
28. SEGUROS .....	130
29. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS.....	131
30. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA RECEITA ANUAL PERMITIDA.....	131
31. NOTAS DE CONCILIAÇÃO .....	132
32. EVENTOS SUBSEQUENTES .....	144
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIASERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.	
TERMO DE RESPONSABILIDADE .....	15151

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2020

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 2020. Também são apresentadas as Declarações dos diretores que revisaram as Demonstrações Contábeis Regulatórias e o Relatório dos Auditores Independentes.

### MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Certamente o ano de 2020 ficará marcado na história pela sua singularidade, onde a sociedade teve que lidar com os efeitos de uma pandemia de impacto mundial, com reflexos significativos no comportamento e vida das pessoas e impactos também relevantes no ambiente econômico e social.

Constituímos, em 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 da pandemia, com efeitos abrangentes, complexos e sistêmicos. Foram tomadas diversas medidas para proteção do caixa, como o contingenciamento de investimentos e despesas, postergação no pagamento de dividendos e renegociação de créditos a receber com os clientes.

Uma de nossas grandes prioridades foi garantir a segurança e saúde dos nossos colaboradores por meio de uma série de ações, entre elas a adoção do home-office para parcela representativa da nossa força de trabalho e protocolos de segurança em conformidade as orientações dos órgãos de saúde para as nossas equipes de campo. Infelizmente, tivemos colaboradores vítimas da pandemia, que são perdas irreparáveis, motivo de muito pesar e de nossa solidariedade para com as respectivas famílias. Continuamos firmes no nosso propósito de que o respeito a vida é um bem inegociável da Cemig GT.

E nesse ambiente desafiador, a Cemig GT mais uma vez provou a sua resiliência e sustentabilidade das suas operações também na dimensão financeira.

Mesmo considerando a retração da atividade econômica, com o fechamento e/ou funcionamento parcial do comércio e indústria durante boa parte do ano, encerramos 2020 com lucro líquido regulatório de R\$795 milhões e um Lajida regulatório de R\$2.070 milhões.

Esses resultados e avanços da Cemig GT foram reconhecidos pelas agências de rating. Em 2020, mesmo considerando os efeitos e incertezas de pandemia, tivemos melhoria das nossas notas de crédito pela Fitch e Moodys e em janeiro de 2021, a Standard & Poors elevou em dois níveis na escala global a nossa nota, de “B” para “BB-”, e de “A+” para “AA+” na escala nacional brasileira, um significativo aumento de três níveis.

No negócio de transmissão, tivemos êxito no processo de revisão tarifária, com a homologação dos nossos investimentos e o reconhecimento da Cemig GT como uma das empresas mais eficientes do setor, na comparação dos nossos custos operacionais com as demais empresas de transmissão.

Em função da retração da atividade industrial e comercial, tivemos um maior impacto da pandemia em nosso negócio de comercialização de energia, com a utilização da flexibilidade nos contratos pelos nossos grandes clientes, o que afetou a rentabilidade nesse negócio. Esses impactos foram temporários e já no quarto trimestre de 2020 observamos a retomada do consumo aos níveis esperados em nosso planejamento.

Somos reconhecidos como uma Companhia sustentável, que se preocupa com o impacto das suas ações no meio ambiente e na sociedade, sendo a Cemig, nossa controladora, a empresa que mais investe em cultura no Estado. Estamos presentes, por meio da Cemig, no Índice de Sustentabilidade Empresarial da B<sup>3</sup> e no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, no qual estamos presentes desde 1999. Somos signatários do Pacto Global da Organização das Nações Unidas e temos posição de destaque em vários outros ratings de sustentabilidade nacionais e internacionais, que representam o reconhecimento de nossas ações nesse sentido.

Mesmo ainda convivendo com os efeitos da pandemia, esperamos que já em 2021 o Brasil apresentará sinais de recuperação econômica, o que certamente trará impactos positivos para os nossos negócios.

A administração, o corpo gerencial e a qualificada força de trabalho da Companhia estão comprometidos e motivados para assegurar o progresso e a sustentabilidade das nossas operações, garantindo o retorno adequado aos acionistas e o atendimento das expectativas das demais partes interessadas.

Estamos otimistas em relação ao futuro da Cemig GT.

Na preparação para esse futuro, concluímos a revisão do nosso planejamento estratégico no início de 2021, com o objetivo de “focar para vencer”, com priorização dos negócios regulados de geração e transmissão onde temos o controle, buscando segurança e níveis ótimos de eficiência, por meio de uma gestão moderna e sustentável.

Adicionalmente, iniciamos em 2020 o desenvolvimento de um projeto de cultura organizacional, reforçando e potencializando os nossos valores corporativos e comportamentos esperados, de forma convergente aos nossos princípios éticos, em um ambiente mais harmônico e produtivo.

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 também seu potencial eólico, mapeado pela Cemig por meio do lançamento do Atlas Eólico de Minas Gerais.

A Companhia possui participação em 82 usinas, sendo 75 usinas 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 5.786 MW (informações não auditadas pelos auditores independentes).

### **Transmissão**

A Companhia opera e mantém 39 subestações e 4.930 km de linhas de transmissão, nas tensões de 230, 345 e 500 kV, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Companhia possui ativos de transmissão de outras 13 empresas, com as quais tem Contratos de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção, em 17 subestações (das quais três não são da Companhia) e 365 km de linhas de transmissão.

### **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.



### 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
Emborcação	1.192,00	499,70	100,00%	1.192,00	499,70	UHE	01/01/1982	23/07/2025
Nova Ponte	510,00	270,10	100,00%	510,00	270,10	UHE	01/01/1994	23/07/2025
Irapé	399,00	207,90	100,00%	399,00	207,90	UHE	01/01/2006	28/02/2035
Queimado	105,00	67,90	82,50%	86,63	56,02	UHE	01/01/2004	02/01/2033
Volta do Rio	42,00	18,41	100,00%	42,00	18,41	EOL	01/01/2010	26/12/2031
Praias de Parajuru	28,80	8,39	100,00%	28,80	8,39	EOL	01/01/2009	24/09/2032
Rio de Pedras	9,28	2,15	100,00%	9,28	2,15	PCH	01/01/1928	19/09/2024
Poço Fundo	9,16	5,79	100,00%	9,16	5,79	PCH	01/01/1949	29/05/2045
São Bernardo	6,82	3,42	100,00%	6,82	3,42	PCH	01/01/1948	19/08/2025
Paraúna	4,28	1,90	100,00%	4,28	1,90	PCH	01/01/1927	Inexistente
Salto Morais	2,39	0,60	100,00%	2,39	0,60	CGH	01/01/1957	Indeterminado
Sumidouro	2,12	0,53	100,00%	2,12	0,53	CGH	01/01/1956	Indeterminado
Anil	2,08	1,10	100,00%	2,08	1,10	CGH	01/01/1964	Indeterminado
Xicão	1,81	0,61	100,00%	1,81	0,61	CGH	01/01/1941	Indeterminado
Luiz Dias	1,62	0,61	100,00%	1,62	0,61	CGH	01/01/1914	Indeterminado
Central Mineirão	1,42	0,18	100,00%	1,42	0,18	UFV	27/06/2015	Indeterminado
Santa Marta	1,00	0,58	100,00%	1,00	0,58	CGH	01/01/1944	Indeterminado
Pissarrão	0,80	0,55	100,00%	0,80	0,55	CGH	01/07/2001	Indeterminado
Jacutinga	0,72	0,57	100,00%	0,72	0,57	CGH	01/01/1948	Indeterminado
Santa Luzia	0,70	0,00	100,00%	0,70	0,00	CGH	01/03/2001	25/02/2026
Lages *	0,68	0,00	100,00%	0,68	0,00	CGH	07/01/2005	Indeterminado
Três Marias	396,00	239,00	100,00%	396,00	239,00	UHE	01/01/1962	04/01/2046
Salto Grande	102,00	75,00	100,00%	102,00	75,00	UHE	01/01/1956	04/01/2046
Itutinga	52,00	28,00	100,00%	52,00	28,00	UHE	01/01/1955	04/01/2046
Camargos	46,00	21,00	100,00%	46,00	21,00	UHE	01/01/1960	04/01/2046
Gafanhoto	14,00	6,68	100,00%	14,00	6,68	UHE	01/01/1946	04/01/2046
Martins	7,70	1,84	100,00%	7,70	1,84	UHE	01/01/1947	04/01/2046
Cajuru	7,20	2,69	100,00%	7,20	2,69	UHE	01/01/1959	04/01/2046
Peti	9,40	6,18	100,00%	9,40	6,18	UHE	01/01/1946	04/01/2046
Tronqueiras	8,50	3,39	100,00%	8,50	3,39	UHE	01/01/1955	04/01/2046
Ervália	6,97	3,19	100,00%	6,97	3,19	UHE	01/01/1999	03/07/2046
Neblina	6,47	4,66	100,00%	6,47	4,66	UHE	01/01/1948	03/07/2046
Dona Rita	2,41	1,03	100,00%	2,41	1,03	UHE	01/01/1959	03/07/2046
Sinceridade	1,42	0,35	100,00%	1,42	0,35	UHE	01/01/1963	03/07/2046
Piau	18,01	13,53	100,00%	18,01	13,53	UHE	01/01/1955	04/01/2046
Joasal	8,40	5,20	100,00%	8,40	5,20	UHE	01/01/1950	04/01/2046
Cel. Domiciano	5,04	3,26	100,00%	5,04	3,26	UHE	01/01/1994	03/07/2046
Paciência	4,08	2,36	100,00%	4,08	2,36	UHE	01/01/1930	04/01/2046
Marmelos	4,00	2,74	100,00%	4,00	2,74	UHE	01/01/1915	04/01/2046
Sá Carvalho	78,00	56,10	100,00%	78,00	56,10	UHE	01/01/1951	01/12/2024
Rosal	55,00	29,10	100,00%	55,00	29,10	UHE	01/01/1999	08/05/2032

Usina	Potência total	Garantia física total	Participação Cemig	Potência Cemig	Garantia física Cemig	Tipo de usina	Início de operação comercial	Vencimento da outorga
Salto Voltão	8,20	7,36	100,00%	8,20	7,36	PCH	01/10/2001	04/10/2030
Salto do Passo Velho	1,80	1,64	100,00%	1,80	1,64	PCH	01/09/2001	04/10/2030
Machado Mineiro	1,72	1,14	100,00%	1,72	1,14	PCH	01/01/1992	08/07/2025
Pai Joaquim	23,00	13,91	100,00%	23,00	13,91	PCH	01/01/2004	01/04/2032
Baguari	140,00	84,70	34,00%	47,60	28,80	UHE	01/01/2009	15/08/2041
Pipoca	20,00	11,90	49,00%	9,80	5,83	PCH	01/01/2010	10/09/2031
Retiro Baixo	83,66	36,60	49,90%	41,75	18,26	UHE	01/01/2010	25/08/2041
Cachoeirão	27,00	16,37	49,00%	13,23	8,02	PCH	01/01/2008	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	05/06/2019	29/10/2032
Aimorés	330,00	181,90	45,00%	148,50	81,86	UHE	01/01/2005	20/12/2035
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	240,00	154,40	39,31%	94,35	60,70	UHE	01/01/2006	29/08/2036
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	210,00	131,70	39,31%	82,56	51,77	UHE	01/01/2007	29/08/2036
Igarapava	210,00	134,20	23,69%	49,75	31,79	UHE	01/01/1999	30/12/2028
Funil	180,00	84,60	45,00%	81,00	38,07	UHE	01/01/2002	20/12/2035
Porto Estrela	112,00	61,80	30,00%	33,60	18,54	UHE	01/01/2001	10/07/2032
Santo Inácio III	29,40	13,60	45,00%	13,23	6,12	EOL	05/12/2017	13/06/2046
Garrote	23,10	10,50	45,00%	10,40	4,73	EOL	01/12/2017	13/06/2046
Santo Inácio IV	23,10	10,70	45,00%	10,40	4,82	EOL	05/12/2017	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	01/12/2017	13/06/2046
Belo Monte	11.233,10	4.571,00	11,69%	1313,00	534,29	UHE	20/04/2016	26/08/2045
Santo Antônio	3.568,30	2.424,20	15,51%	553,44	375,99	UHE	01/01/2012	12/06/2046
Paracambi	25,00	19,53	49,00%	12,25	9,57	PCH	01/01/2012	16/02/2031
Colino 2	16,00	4,69	15,09%	2,41	0,71	PCH	17/07/2008	24/12/2033
Cachoeira da Lixa	14,80	7,44	15,09%	2,23	1,12	PCH	26/05/2008	24/12/2033
Colino 1	11,00	6,61	15,09%	1,66	1,00	PCH	23/09/2008	24/12/2033
Irara	30,00	18,21	7,70%	2,31	1,40	PCH	11/09/2008	24/09/2032
Jataí	30,00	20,35	7,70%	2,31	1,57	PCH	21/08/2008	18/12/2032
Santa Fé I	30,00	26,10	7,70%	2,31	2,01	PCH	09/05/2008	05/11/2032
São Pedro	30,00	18,41	7,70%	2,31	1,42	PCH	16/06/2009	18/11/2033
São Simão (PCH)	27,00	15,20	7,70%	2,08	1,17	PCH	17/02/2009	22/03/2031
Monte Serrat	25,00	18,28	7,70%	1,92	1,41	PCH	17/02/2009	27/08/2031
Funil	22,50	14,54	7,70%	1,73	1,12	PCH	06/03/2008	22/12/2029
São Joaquim	21,00	13,28	7,70%	1,62	1,02	PCH	01/05/2008	18/10/2030
Bonfante	19,00	13,48	8,00%	1,52	1,08	PCH	04/08/2008	27/08/2031
Calheiros	19,00	10,92	7,70%	1,46	0,84	PCH	25/09/2008	13/01/2030
Retiro Velho	18,00	13,15	7,70%	1,39	1,01	PCH	18/06/2009	12/11/2032
Carangola	15,00	9,57	7,70%	1,15	0,74	PCH	25/06/2008	22/12/2029
Fumaça IV	4,50	2,61	7,70%	0,35	0,20	PCH	30/12/2008	29/12/2029

Ao final do exercício de 2020, a Companhia não possuía projetos de construção de usinas e linhas de transmissão sendo que os projetos de linhas e usinas realizados pela Companhia são para reforço e melhoria da capacidade. Os projetos de construção da Companhia são aqueles realizados por meio de suas investidas.

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

## Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina	Evolução física em 31/12/2019	Investimento realizado até 31/12/2019	Evolução física em 31/12/2020	Investimento realizado até 31/12/2020
<b>Cemig GT</b>	-	<b>19.742</b>	-	<b>74.628</b>
Igarapé	90%	1.496	-	1.496
Rio de Pedras	100%	1.412	69%	8.694
Queimado	100%	839	95%	2.471
Irapé	100%	1.357	-	1.357
Emborcação	100%	7.983	100%	8.243
Xicão	100%	507	100%	633
São Bernardo	100%	421	100%	422
Nova Ponte	100%	865	100%	1.312
Santa Luzia	90%	8	0%	8
Sá Carvalho	100%	566	99%	2.935
Machado Mineiro	90%	79	-	79
Salto do Passo Velho	90%	79	98%	499
Saldo do Voltão	90%	79	93%	311
Rosal	77%	2.038	53%	2.308
Pai Joaquim	94%	1.863	98%	2.167
Salto Morais	100%	150	100%	160
Jacutinga	-	-	100%	52
Lages	-	-	100%	17
Poço Fundo (projeto de aplicação da PCH)	-	-	96%	41.357
Três Marias GD (implantação)	-	-	100%	107
<b>SPE proporcional</b>	-	<b>24.013</b>	-	<b>71.777</b>
Três Marias	100%	6.630	92%	8.395
Itutinga	95%	3.463	89%	3.599
Coronel Domiciano	95%	112	28%	375
Marmelos	95%	1.746	95%	4.952
Joasal	98%	704	10%	781
Paciência	97%	168	17%	300
Piau	99%	565	77%	602
Dona Rita	98%	464	100%	607
Ervália	97%	182	0%	182
Neblina	98%	1.124	76%	2.469
Salto Grande	92%	4.603	80%	4.863
Sinceridade	90%	283	48%	433
Cajuru	98%	229	5%	244
Martins	98%	1.422	100%	1.467
Camargos	74%	404	98%	1.704
Peti	98%	1.300	90%	1.357
Tronqueiras	98%	208	99%	638
Gafanhoto	99%	406	79%	1.515
Baguari Energia	-	-	94%	2.301
Sumidouro	-	-	100%	123
Eólica Parajuru	-	-	95%	16.075
Eólica Volta do Rio	-	-	100%	14.436
Diversas	-	-	91%	4.359
<b>Total</b>	-	<b>43.755</b>	-	<b>146.405</b>

## 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 Guanhanes (Guanhanes Energia)	14,00	7,14	49,00%	6,86	3,50	2018	22/11/32
PCH Senhora do Porto (Guanhanes Energia)	12,00	6,51	49,00%	5,88	3,19	2018	08/10/32
PCH Jacaré (Guanhanes Energia)	9,00	4,99	49,00%	4,41	2,45	2019	29/10/32
PCH Fortuna II (Guanhanes 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 Piauí (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
<b>Total</b>	<b>15.695,00</b>	<b>7.532,00</b>	<b>-</b>	<b>2.661,10</b>	<b>1.093,49</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Proporcionalmente à parte da Companhia, estes projetos de geração consumiram R\$7.844 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2020 (R\$7.786 milhões até 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$56 milhões referem-se ao incremento, no ano de 2020, de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto e Ativo Imobilizado em Curso das usinas próprias e compartilhadas. E R\$152 milhões referem-se a aportes de capital nas controladas e coligadas que possuem os projetos de geração acima no ano de 2020 (R\$44 milhões em 2019).

Em bases totais em que há participação da Companhia, os projetos de geração consumiram R\$58.160 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2020 (R\$58.102 milhões até 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$56 milhões referem-se ao incremento de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto e Ativo Imobilizado em Curso das controladas e coligadas no ano de 2020.

## Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina (Sociedade de propósito específico)	Evolução física em 31/12/2019	Investimento realizado até 31/12/2019 (R\$ MM)	Evolução física em 31/12/2020	Investimento realizado até 31/12/2020 (R\$ MM)
UHE Itaocara (UHE Itaocara S.A.)	NA	59,00	NA	-
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	100%	1,93	100%	1,93
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	100%	1,63	100%	1,63
PCH Dolores de Guanhões	100%	54,56	100%	52,42
PCH Senhora do Porto	100%	44,13	100%	42,40
PCH Jacaré	100%	79,57	100%	77,00
PCH Fortuna II	100%	56,58	100%	55,42
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>297,40</b>	<b>-</b>	<b>230,80</b>

## 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) x75 MVA e seções associadas	345	-	500	01/03/2022	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	-	7,2	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

## Projetos de transmissão – evolução física e investimentos

Projetos de transmissão (R\$ Mil)	Evolução física em 31/12/2019	Investimento realizado até 31/12/2019	Evolução física em 31/12/2020	Investimento realizado até 31/12/2020
<b>Integral</b>				
Substituição do Trafo T5 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	100%	22.672,98	100%	22.672,98
Substituição do Trafo T3 pela unidade reserva (1x250MVA) e serviços associados da SE Neves 1	100%	7.559,90	100%	7.559,90
Substituição Trafo T4 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	100%	26.260,73	100%	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%	7.108,73	100%	7.108,73
Instalação de 2 transformadores 138-13,8 kV 100 MVA, adequação do 13K e 14K da SE Neves 1	30%	9.133,85	95%	9.119,12
Instalação de 1 nova seção de 138kV – LT2 Cinco-Neves 1 138kV da SE Neves 1	100%	1.304,21	100%	1.304,21
Substituição do Reator S12 e melhorias associadas da SE Neves 1	100%	7.867,66	100%	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	65%	12.148,50	100%	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	95%	15.655,15	100%	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%	17.530,84	60%	16.935,52
Substituição do transformador T2 150MVA por novo banco de autotransformadores 3 x 100MVA e desativação do T1 da SE Pimenta	0%	2.291,82	50%	10.543,51
Instalação de 1 seção de 138kV para CSN da SE Pimenta	60%	1.483,31	60%	1.483,31
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%	16.074,49	100%	16.074,49
Instalação de 1 vão de 500kV para adequação da conexão do transformador T3 da SE São Gonçalo do Pará	100%	4.443,26	100%	4.443,26
Instalação de dois bancos de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar da SE Barbacena 2	100%	1.017,26	100%	1.017,26
Substituição de disjuntores de 500kV da SE São Simão	80%	10.114,28	100%	10.231,56
Instalação de banco de reatores de barra 500 kV - 180 Mvar e duas seções de 500kV da SE São Gotardo 2	70%	17.903,55	100%	15.113,62
Instalação de uma nova seção 345 kV (vão 6P) e adequação do vão 13P da SE Jaguará 345kV	0%	1.817,28	5%	385,811
Instalação de um autotransformador trifásico 500/345-13,8 kV, 400 MVA da SE Jaguará 500kV	95%	7.338,60	100%	7.696,48
Aquisição e instalação de reator 500kV reserva da SE Jaguará 500kV	30%	233,16	100%	1.407,77
	-	<b>189.959,56</b>		<b>187.799,94</b>

## Garantia física realizada e esperada

Usina	2020 Realizado	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Emborcação	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70	279,28	0,00
Nova Ponte	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10	150,96	0,00
Irapé	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90
Queimado	67,90	67,90	67,90	67,90	67,90	67,90	67,90
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	1,54	0,00	0,00
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	2,16	0,00
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	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
Santa Luzia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lages *	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Três Marias	239,00	239,00	239,00	239,00	239,00	239,00	239,00
Salto Grande	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00
Itutinga	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00	28,00
Camargos	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
Gafanhoto	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68
Martins	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Cajuru	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
Peti	6,18	6,18	6,18	6,18	6,18	6,18	6,18
Tronqueiras	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Ervália	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Neblina	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66
Dona Rita	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Sinceridade	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Piau	13,53	13,53	13,53	13,53	13,53	13,53	13,53
Joasal	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Cel. Domiciano	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26
Paciência	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
Marmelos	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Sá Carvalho	56,10	56,10	56,10	56,10	51,50	0,00	0,00
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	0,59	0,00
Pai Joaquim	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91
Baguari	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70	84,70
Pipoca	11,90	11,90	11,90	11,90	11,90	11,90	11,90
Retiro Baixo	36,60	36,60	36,60	36,60	36,60	36,60	36,60
Cachoeirão	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37
Dores de Guanhães	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14
Senhora do Porto	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51
Fortuna II	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66
Jacaré	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99
Áimorés	181,90	181,90	181,90	181,90	181,90	181,90	181,90
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	154,40	154,40	154,40	154,40	154,40	154,40	154,40
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	131,70	131,70	131,70	131,70	131,70	131,70	131,70
Igarapava	134,20	134,20	134,20	134,20	134,20	134,20	134,20
Funil	84,60	84,60	84,60	84,60	84,60	84,60	84,60
Porto Estrela	61,80	61,80	61,80	61,80	61,80	61,80	61,80
Santo Inácio III	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60	13,60
Garrote	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
Santo Inácio IV	10,70	10,70	10,70	10,70	10,70	10,70	10,70
Candonga	65,30	65,30	65,30	65,30	65,30	65,30	65,30
São Raimundo	11,20	11,20	11,20	11,20	11,20	11,20	11,20
Belo Monte	4571,00	4571,00	4571,00	4571,00	4571,00	4571,00	4571,00
Santo Antônio	2424,20	2424,20	2424,20	2424,20	2424,20	2424,20	2424,20
Paracambi	19,53	19,53	19,53	19,53	19,53	19,53	19,53
Colino 2	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69
Cachoeira da Lixa	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44
Colino 1	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61
Irara	18,21	18,21	18,21	18,21	18,21	18,21	18,21
Jataí	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
Santa Fé I	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10
São Pedro	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41
São Simão (PCH)	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20
Monte Serrat	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28

Usina	2020 Realizado	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Funil	14,54	14,54	14,54	14,54	14,54	14,54	14,54
São Joaquim	13,28	13,28	13,28	13,28	13,28	13,28	13,28
Bonfante	13,48	13,48	13,48	13,48	13,48	13,48	13,48
Calheiros	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92	10,92
Retiro Velho	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15
Carangola	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57
Fumaça IV	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61

## Modelo de negócio e condições no ACR

Usina	Modelo de negócio em 1º/jan/2020	Preço no ACR em 1º/jan/2020	Data e índice de reajuste no ACR
<b>Integral e Compartilhada</b>			
ANIL	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
CAJURU (CEMIG)	Contas Garantia Física	RAG de R\$5.356 mil	(1)
CAMARGOS	Contas Garantia Física	RAG de R\$26.030 mil	(1)
CORONEL DOMICIANO	Contas Garantia Física	RAG de R\$6.224 mil	(1)
DONA RITA	Contas Garantia Física	RAG de R\$2.331 mil	(1)
ERVALIA	Contas Garantia Física	RAG de R\$6.668 mil	(1)
GAFANHOTO	Contas Garantia Física	RAG de R\$10.604 mil	(1)
IGARAPE	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
IRAPE	97,8% ACR até 31/12/2038	R\$253,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
ITUTINGA	Contas Garantia Física	RAG de R\$35.172 mil	(1)
JACUTINGA	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
JOASAL	Contas Garantia Física	RAG de R\$8.021 mil	(1)
MARMELOS	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.503 mil	(1)
MARTINS	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.710 mil	(1)
MINEIRÃO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
NEBLINA	Contas Garantia Física	RAG de R\$7.733 mil	(1)
NOVA PONTE	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
PACIENCIA	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.593 mil	(1)
PANDEIROS	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
PARAUNA	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
PETI	Contas Garantia Física	RAG de R\$9.114 mil	(1)
PIAU	Contas Garantia Física	RAG de R\$17.177 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\$253,92 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\$70.230 mil	(1)
SANTA MARTA	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SAO BERNARDO(CEMIG)	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SINCERIDADE	Contas Garantia Física	RAG de R\$1.356 mil	(1)
SUMIDOURO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
TEODOMIRO C SAMPAIO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
TRES MARIAS	Contas Garantia Física	RAG de R\$226.266 mil	(1)
TRONQUEIRAS	Contas Garantia Física	RAG de R\$6.487 mil	(1)
XICÃO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável

(1) Reajuste pelo IPCA que ocorreu em julho de 2020, atualização dos custos de transmissão em julho de 2020. Conforme Edital do leilão após o 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
<b>Integral</b>						
Acesita – Ipatinga 1	duplo	230	16,036	250,2	22/09/1976	01/01/1943
Aimorés – Mascarenhas (LT2)	simples	230	11,599	338,6	14/11/2007	01/01/1943
Baguari – Governador Valadares 2	simples	230	25,52	247,8	15/06/1981	01/01/1943
Baguari – Mesquita	simples	230	67,51	247,8	15/06/1981	01/01/1943
Barão de Cocais 3 – João Monlevade 2	simples	230	34,61	304,8	14/09/1977	01/01/1943
Barão de Cocais 3 – Taquaril	simples	230	45,73	304,8	14/09/1977	01/01/1943
Barão de Cocais 3 – White Martins/AngloGold	simples	230	15,31	29,9	11/05/1994	01/01/1943
Governador Valadares 2 – Mesquita	simples	230	90,977	303,2	10/06/1994	01/01/1943
Guilman Amorim – Ipatinga 1	simples	230	50	304,8	21/07/1971	01/01/1943
Guilman Amorim – Nova Era 2	simples	230	17,82	303,2	21/07/1971	01/01/1943
Ipatinga – Porto Estrela	simples	230	43,83	304,8	05/10/1973	01/01/1943
Ipatinga – Usiminas	duplo	230	5,4	340,2	20/06/2012	01/01/1943
Ipatinga 1 – Mesquita (LT1)	duplo	230	3,4	349	18/06/2012	01/01/1943
Ipatinga 1 – Mesquita (LT2)	duplo	230	3,4	349	24/06/2012	01/01/1943
Itabira 2 – Itabira 4	duplo	230	12,493	304,8	07/08/1973	01/01/1943
Itabira 2 – João Monlevade 2	simples	230	26,9	304,8	01/07/1976	01/01/1943
Itabira 2 – Nova Era 2	simples	230	23,22	303,2	15/07/1973	01/01/1943
Itabira 2 – Porto Estrela	simples	230	84,36	298,8	05/10/1973	01/01/1943
Itabira 2 – Sabará 3	simples	230	70,77	304,8	01/07/1971	01/01/1943
Itabira 4 – Taquaril	simples	230	81,519	304,8	07/08/1973	01/01/1943
Mesquita – Usiminas	simples	230	8,6	340,2	11/04/1984	01/01/1943
Nova Era 2 – Silicon	simples	230	13,3	119,5	01/07/1991	01/01/1943
Sabará 3 – Taquaril	simples	230	14,648	304,8	01/07/1971	01/01/1943
Barbacena 2 – Lafaiete	simples	345	62,48	717,1	14/05/1981	01/01/1943
Barbacena 2 – Pimenta	simples	345	231,04	699,1	29/04/1976	01/01/1943
Barbacena 2 – Santos Dumont 2	simples	345	44,9	1123,4	15/12/1983	01/01/1943
Barreiro – Neves 1	simples	345	31,65	571,3	27/08/1962	01/01/1943
Barreiro – Taquaril	simples	345	17,6	573,7	25/06/1971	01/01/1943
Itabirito 2 – Jeceaba	simples	345	57,5	770,8	14/05/1981	01/01/1943
Itabirito 2 – Ouro Preto 2	simples	345	4,6	770,8	14/05/1981	01/01/1943
Jaguara – Pimenta (LT1)	simples	345	181,86	623,9	16/04/1973	01/01/1943
Jaguara – Pimenta (LT2)	simples	345	182,05	623,9	06/03/1975	01/01/1943
Jaguara – Volta Grande	simples	345	89,24	866,5	25/04/1974	01/01/1943
Jaguara 345 kV – Jaguara 500 kV (LT1)	simples	345	0,7	1049,9	01/07/1977	01/01/1943
Jaguara 345 kV – Jaguara 500 kV (LT2)	simples	345	0,46	1049,9	01/07/1977	01/01/1943
Jaguara 345 kV – Jaguara 500 kV (LT3)	simples	345	0,93	1049,9	01/07/1977	01/01/1943
Jaguara – L. C. Barreto (Estreito)	simples	345	23,971	1048,7	01/02/1971	01/01/1943
Jeceaba – Lafaiete	simples	345	27,57	770,8	14/05/1981	01/01/1943
Juiz de Fora 1 – Santos Dumont 2	simples	345	33,03	1122,8	15/12/1983	01/01/1943
Montes Claros 2 – Várzea da Palma	simples	345	149,46	1122,8	23/09/1984	01/01/1943
Neves 1 – Sete Lagoas 4	simples	345	49	866,5	27/08/1962	01/01/1943
Neves 1 – Taquaril	simples	345	43,43	1122,8	01/04/1979	01/01/1943
Nova Lima 6 – Ouro Preto 2	simples	345	26,08	865,9	01/04/1977	01/01/1943
Nova Lima 6 – Taquaril	simples	345	31,5	865,9	01/04/1977	01/01/1943
Pimenta – Taquaril	simples	345	215,57	854,5	16/04/1973	01/01/1943
Pirapora 2 – Várzea da Palma	simples	345	34,83	1075,6	24/01/1990	01/01/1943
São Gotardo 2 – Três Marias	simples	345	166,05	1122,8	07/07/1992	01/01/1943
Sete Lagoas 4 – Três Marias	simples	345	177	866,5	27/08/1962	01/01/1943
Três Marias – Várzea da Palma	simples	345	96,31	1122,8	23/09/1984	01/01/1943
Água Vermelha – São Simão	simples	500	96,294	2205,8	13/11/1978	01/01/1943
Bom Despacho 3 – Jaguara (LT1)	simples	500	228,168	2442,2	22/07/1979	01/01/1943
Bom Despacho 3 – Jaguara (LT2)	simples	500	228,409	2442,2	01/04/1979	01/01/1943
Bom Despacho 3 – Neves 1 (LT1)	simples	500	127,521	2442,2	22/07/1979	01/01/1943
Bom Despacho 3 – Neves 1 (LT2)	simples	500	127,657	2442,2	01/04/1979	01/01/1943
Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará	simples	500	59,056	2442,2	24/11/1983	01/01/1943
Bom Despacho 3 – São Gotardo 2	simples	500	91,306	2442,2	24/11/1983	01/01/1943
Cachoeira Paulista – Itajubá 3	simples	500	3,49	1855	01/04/2002	04/10/1930
Emborcação – Itumbiara	simples	500	134,561	1732,1	07/06/1982	01/01/1943
Emborcação – Nova Ponte	simples	500	86,838	2442,2	01/07/1979	01/01/1943
Emborcação – São Gotardo	simples	500	248,44	2442,2	24/11/1983	01/01/1943
Itabirito 2 – Ouro Preto 2	simples	500	5,23	2442,2	24/11/1983	01/01/1943
Itabirito 2 – São Gonçalo do Pará	simples	500	120,63	2442,2	24/11/1983	01/01/1943
Itajubá 3 – Poços de Caldas	simples	500	3,49	1855	01/04/2002	04/10/1930
Jaguara – Nova Ponte	simples	500	105,585	2442,2	01/07/1979	01/01/1943
Jaguara – São Simão	simples	500	342,711	2205,8	24/06/1978	01/01/1943
Mesquita – Vespasiano 2	simples	500	148,562	2442,2	15/06/1981	01/01/1943
Neves 1 – Vespasiano 2	simples	500	23,925	2442,2	11/03/1984	01/01/1943
	-	-	<b>4.927,64</b>	-	-	-

## Linhas de transmissão em operação – características financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP Regulatória (jul/20 a jun/21)	RAP Proporcional	Ano degrau da RAP	Mês Reajuste	Índice de Correção
Acesita - Ipatinga 1	100%	582.286,15	582.286,15	NA	Junho	IPCA
Água Vermelha - São Simão	100%	7.756.772,32	7.756.772,32	NA	Junho	IPCA
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	100%	148.561,59	148.561,59	NA	Junho	IPCA
Baguari - Governador Valadares 2	100%	945.830,43	945.830,43	NA	Junho	IPCA
Baguari - Mesquita	100%	2.247.360,75	2.247.360,75	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	100%	1.142.196,98	1.142.196,98	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - Taquaril	100%	475.943,88	475.943,88	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - White Martins/AngloGold	100%	649.181,98	649.181,98	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Lafaiete	100%	3.481.989,31	3.481.989,31	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Pimenta	100%	12.875.781,22	12.875.781,22	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	100%	4.257.243,43	4.257.243,43	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Neves 1	100%	555.013,50	555.013,50	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Taquaril	100%	337.284,52	337.284,52	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	100%	18.380.545,62	18.380.545,62	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	100%	18.399.879,15	18.399.879,15	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	100%	10.272.547,57	10.272.547,57	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	100%	10.283.825,46	10.283.825,46	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	100%	8.586.904,45	8.586.904,45	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	100%	13.275.825,35	13.275.825,35	NA	Junho	IPCA
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	100%	353.995,11	353.995,11	jul/17	Junho	IGP-M
Emborcação - Itumbiara	100%	19.564.068,10	19.564.068,10	NA	Junho	IPCA
Emborcação - Nova Ponte	100%	6.995.514,67	6.995.514,67	NA	Junho	IPCA
Emborcação - São Gotardo	100%	36.121.411,11	36.121.411,11	NA	Junho	IPCA
Governador Valadares 2 - Mesquita	100%	5.419.118,79	5.419.118,79	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Ipatinga 1	100%	526.155,64	526.155,64	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Nova Era 2	100%	202.229,47	202.229,47	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Porto Estrela	100%	452.287,51	452.287,51	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Usiminas	100%	70.561,99	70.561,99	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	100%	197.040,04	197.040,04	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	100%	289.706,83	289.706,83	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Itabira 4	100%	178.860,28	178.860,28	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - João Monlevade 2	100%	305.273,44	305.273,44	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Nova Era 2	100%	263.511,12	263.511,12	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Porto Estrela	100%	870.323,32	870.323,32	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Sabará 3	100%	730.118,32	730.118,32	NA	Junho	IPCA
Itabira 4 - Taquaril	100%	1.003.686,61	1.003.686,61	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Jeceaba	100%	3.312.676,49	3.312.676,49	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	100%	274.095,43	274.095,43	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	100%	1.520.079,39	1.520.079,39	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	100%	16.107.922,89	16.107.922,89	NA	Junho	IPCA
Itajubá 3 - Poços de Caldas	100%	409.087,07	409.087,07	jul/17	Junho	IGP-M
Jaguara - Nova Ponte	100%	8.505.140,94	8.505.140,94	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT1)	100%	3.168.314,20	3.168.314,20	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT2)	100%	3.171.624,32	3.171.624,32	NA	Junho	IPCA
Jaguara - São Simão	100%	27.613.128,55	27.613.128,55	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Volta Grande	100%	4.298.418,25	4.298.418,25	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	100%	50.714,00	50.714,00	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	100%	33.326,34	33.326,34	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	100%	67.377,16	67.377,16	NA	Junho	IPCA
Jagura - L. C. Barreto (Estreito)	100%	459.358,52	459.358,52	NA	Junho	IPCA
Jeceaba - Lafaiete	100%	1.936.119,96	1.936.119,96	NA	Junho	IPCA
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	100%	3.291.635,15	3.291.635,15	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Usiminas	100%	639.731,63	639.731,63	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Vespasiano 2	100%	11.967.453,47	11.967.453,47	NA	Junho	IPCA
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	100%	15.033.313,74	15.033.313,74	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Sete Lagoas 4	100%	1.663.722,33	1.663.722,33	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Taquaril	100%	2.420.339,24	2.420.339,24	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Vespasiano 2	100%	3.827.177,20	3.827.177,20	NA	Junho	IPCA
Nova Era 2 - Silicón	100%	952.828,24	952.828,24	NA	Junho	IPCA
Nova Lima 6 - Taquaril	100%	2.972.122,62	2.972.122,62	NA	Junho	IPCA
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	100%	2.547.348,78	2.547.348,78	NA	Junho	IPCA
Pimenta - Taquaril	100%	5.341.079,83	5.341.079,83	NA	Junho	IPCA
Pirapora 2 - Várzea da Palma	100%	3.503.347,51	3.503.347,51	NA	Junho	IPCA
Sabará 3 - Taquaril	100%	181.740,35	181.740,35	NA	Junho	IPCA
São Gotardo 2 - Três Marias	100%	16.696.976,33	16.696.976,33	NA	Junho	IPCA
Sete Lagoas 4 - Três Marias	100%	3.378.714,88	3.378.714,88	NA	Junho	IPCA
Três Marias - Várzea da Palma	100%	9.687.263,80	9.687.263,80	NA	Junho	IPCA
-	-	<b>343.231.014,62</b>	<b>343.231.014,62</b>	-	-	-

Ao final do exercício de 2020 a Companhia não possuía projetos em andamento de construção de linhas de transmissão.

Em vista das linhas em operação, a RAP em moeda corrente esperada para 2021 é de R\$ 410.185 (variação de 6,8% em relação a 2020). Este aumento é provocado pela aplicação do índice de correção sobre a receita já homologada e reajuste da parcela do custo de capital não incorporado após a renovação da concessão conforme Portaria 120/2016 da Aneel. Vale salientar que esta parcela deverá ser paga à Cemig até 2025.

Os quadros a seguir apresentam a evolução da RAP de 2020 a 2025:

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

Linha de Transmissão - RAP esperada - ano civil	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Acesita - Ipatinga 1	530.587,37	751.705,44	937.849,49	969.434,05	917.951,79	864.736,51
Água Vermelha - São Simão	7.068.080,54	10.013.647,01	12.493.316,12	12.914.061,58	12.228.254,18	11.519.360,76
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	153.436,14	153.197,27	160.698,71	166.110,66	171.284,67	176.593,17
Baguari - Governador Valadares 2	861.886,34	1.215.985,68	1.513.124,62	1.564.083,09	1.482.849,32	1.398.875,83
Baguari - Mesquita	2.047.859,15	2.896.203,26	3.609.412,75	3.730.969,27	3.534.661,97	3.331.741,29
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	1.040.786,03	1.474.525,34	1.839.660,54	1.901.615,97	1.800.629,75	1.696.244,07
Barão de Cocais 3 - Taquaril	491.560,39	490.795,13	514.827,34	532.165,51	548.741,36	565.748,12
Barão de Cocais 3 - White Martins/AngloGold	611.676,54	730.302,59	826.156,11	853.979,11	836.192,58	738.809,60
Barbacena 2 - Lafaiete	3.172.837,86	4.495.092,86	5.608.208,08	5.797.079,32	5.489.222,65	5.171.002,76
Barbacena 2 - Pimenta	11.732.593,78	16.622.059,13	20.738.162,53	21.436.575,00	20.298.175,45	19.121.454,50
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	3.968.693,35	4.840.526,74	5.522.289,54	5.708.267,25	5.557.742,18	4.818.803,23
Barreiro - Neves 1	572.994,26	572.332,02	600.356,75	620.575,35	639.904,99	659.737,12
Barreiro - Taquaril	348.351,38	347.809,07	364.839,84	377.126,79	388.873,51	400.925,60
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	16.748.612,88	23.728.464,38	29.604.319,61	30.601.323,37	28.976.225,48	27.296.422,70
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	16.766.229,86	23.753.423,11	29.635.458,84	30.633.511,29	29.006.704,05	27.325.134,37
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	9.360.490,49	13.261.400,62	16.545.307,62	17.102.514,61	16.194.277,41	15.255.466,65
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	9.370.767,06	13.275.959,88	16.563.472,17	17.121.290,90	16.212.056,57	15.272.215,12
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	8.006.181,87	9.770.427,13	11.152.839,39	11.528.440,75	11.220.164,13	9.715.801,63
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	12.377.996,39	15.105.616,34	17.242.901,53	17.823.601,84	17.346.989,27	15.021.162,32
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	373.340,99	365.041,09	382.915,65	395.811,35	408.140,05	420.789,25
Emborcação - Itumbiara	18.240.972,44	22.260.560,00	25.410.194,16	26.265.949,65	25.563.584,21	22.136.103,39
Emborcação - Nova Ponte	6.374.411,81	9.030.897,35	11.267.209,17	11.646.662,24	11.028.160,68	10.388.838,80
Emborcação - São Gotardo	33.678.561,19	41.099.981,62	46.915.194,99	48.495.188,26	47.198.401,17	40.870.195,65
Governador Valadares 2 - Mesquita	5.052.629,95	6.166.029,39	7.038.457,44	7.275.496,11	7.080.945,48	6.131.555,73
Guilman Amorim - Ipatinga 1	543.419,67	542.573,68	569.141,27	588.308,61	606.633,21	625.434,17
Guilman Amorim - Nova Era 2	208.864,95	208.539,79	218.751,13	226.118,15	233.161,26	240.387,46
Ipatinga - Porto Estrela	467.127,81	466.400,59	489.238,30	505.714,69	521.466,66	537.628,11
Ipatinga - Usiminas	72.266,30	72.763,79	76.326,73	78.897,24	81.354,72	83.876,09
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	197.054,26	233.094,72	274.036,31	283.265,21	275.938,30	268.342,88
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	285.890,00	320.903,56	358.493,33	370.566,54	365.958,89	332.480,41
Itabira 2 - Itabira 4	184.460,68	184.441,40	193.472,73	199.988,43	206.217,66	212.608,82
Itabira 2 - João Monlevade 2	315.289,97	314.799,12	330.213,54	341.334,35	351.966,21	362.874,45
Itabira 2 - Nova Era 2	272.157,36	271.733,66	285.039,34	294.638,79	303.816,18	313.232,14
Itabira 2 - Porto Estrela	898.880,07	897.480,70	941.426,61	973.131,65	1.003.442,69	1.034.541,68
Itabira 2 - Sabará 3	754.074,71	752.900,77	789.767,21	816.364,71	841.792,78	867.881,88
Itabira 4 - Taquaril	1.036.350,93	1.035.005,42	1.085.685,36	1.122.248,69	1.157.204,41	1.193.068,84
Itabirito 2 - Jeceaba	3.019.051,13	4.199.494,65	5.178.664,40	5.353.069,62	5.096.726,75	4.831.675,56
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	249.841,20	341.114,67	415.544,35	429.538,91	411.345,03	392.525,61
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	1.415.988,70	1.722.536,81	1.959.946,12	2.025.952,49	1.976.059,14	1.723.705,21
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	15.017.205,08	18.320.633,90	20.906.166,43	21.610.236,88	21.036.874,75	18.229.572,41
Itajubá 3 - Poços de Caldas	431.443,73	421.852,13	442.508,49	457.411,13	471.658,54	486.276,33
Jaguara - Nova Ponte	7.750.004,60	10.979.757,51	13.698.663,57	14.160.002,30	13.408.028,62	12.630.741,60
Jaguara - Pimenta (LT1)	3.272.271,81	3.267.177,57	3.427.157,75	3.542.576,35	3.652.920,28	3.766.132,69
Jaguara - Pimenta (LT2)	3.275.690,55	3.270.590,98	3.430.738,30	3.546.277,49	3.656.736,70	3.770.067,39
Jaguara - São Simão	25.161.805,21	35.645.847,64	44.471.633,33	45.969.333,20	43.528.642,74	41.005.790,95
Jaguara - Volta Grande	3.894.799,39	4.432.545,14	4.649.588,55	4.806.175,74	4.955.878,18	5.109.472,25
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	46.211,31	65.469,51	81.681,66	84.432,50	79.948,68	75.313,91
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	30.367,44	43.022,82	53.676,51	55.484,21	52.537,70	49.491,99
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	61.395,03	86.980,91	108.519,90	112.174,60	106.217,51	100.059,89
Jaguara - L. C. Barreto (Estreito)	474.430,83	473.692,24	496.886,99	513.620,98	529.619,21	546.033,33
Jeceaba - Lafaiete	1.764.629,28	2.435.543,91	2.988.257,73	3.088.895,21	2.948.033,24	2.802.363,81
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	3.068.388,06	3.741.829,84	4.268.138,63	4.411.879,48	4.296.020,51	3.726.249,03
Mesquita - Usiminas	595.831,78	727.613,71	830.302,65	858.265,28	835.466,25	723.765,90

Linha de Transmissão - RAP esperada - ano civil	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Mesquita - Vespasiano 2	10.904.912,70	15.449.448,52	19.275.179,57	19.924.322,22	18.866.231,58	17.772.522,93
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	14.016.627,85	17.105.337,24	19.525.561,81	20.183.136,75	19.643.428,96	17.009.702,97
Neves 1 - Sete Lagoas 4	1.436.837,54	1.715.636,75	1.799.644,39	1.860.252,18	1.918.195,19	1.977.644,47
Neves 1 - Taquaril	2.205.447,32	3.124.549,98	3.898.279,07	4.029.563,93	3.815.572,02	3.594.376,59
Neves 1 - Vespasiano 2	3.568.349,57	4.354.672,42	4.970.812,57	5.138.217,83	5.000.819,16	4.330.325,87
Nova Era 2 - Silicon	887.442,99	1.083.721,45	1.236.668,28	1.278.316,35	1.244.359,05	1.077.990,46
Nova Lima 6 - Taquaril	2.855.622,84	3.375.202,36	3.846.883,92	3.976.437,92	3.874.090,73	3.366.382,26
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	2.445.476,54	2.891.882,46	3.295.179,36	3.406.153,24	3.319.055,77	2.885.764,55
Pimenta - Taquaril	5.832.036,12	5.507.741,70	5.777.433,04	5.972.003,38	6.158.018,94	6.348.870,12
Pirapora 2 - Várzea da Palma	3.266.420,11	3.986.209,67	4.550.216,24	4.703.456,81	4.577.683,88	3.963.923,16
Sabará 3 - Taquaril	187.703,55	187.411,34	196.588,09	203.208,72	209.538,25	216.032,32
São Gotardo 2 - Três Marias	15.567.778,83	18.998.300,43	21.686.359,31	22.416.704,81	21.817.270,23	18.892.082,79
Sete Lagoas 4 - Três Marias	4.159.821,38	3.484.143,55	3.654.747,65	3.777.830,95	3.895.502,57	4.016.233,16
Três Marias - Várzea da Palma	9.032.125,17	11.022.447,68	12.582.007,63	13.005.740,01	12.657.959,62	10.960.822,26
	<b>320.083.332,22</b>	<b>410.185.029,15</b>	<b>485.802.401,15</b>	<b>502.163.081,84</b>	<b>484.119.525,61</b>	<b>442.751.986,85</b>

## 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

O ano de 2020 representou mais um ano de baixa hidrologia no Sistema Interligado Nacional (SIN). A Energia Natural Afluenta (ENA) média do ano ficou em 76% da média histórica, contra 74% em 2019. Apesar da longa sequência de baixas hidrologias, os efeitos da quarentena estabelecida em função da pandemia reduziram o consumo de energia no SIN e proporcionaram uma recuperação dos níveis dos reservatórios, que atingiram 60% ao final do período úmido. Durante o período seco, houve um rápido deplecionamento que levou os reservatórios do SIN a valores próximos dos mínimos históricos.

O PLD (Preço da Liquidação de Diferenças) médio do Sudeste em 2020 foi R\$176,98/MWh, comparado a R\$227,10/MWh em 2019, representando uma redução de 22,07%. Apesar da piora na hidrologia, a redução do consumo de energia durante a pandemia levou os preços do primeiro semestre de 2020 a valores próximos ao mínimo, o que contribuiu para a variação do PLD no período. Ressalta-se ainda que o GSF (*Generation Scaling Factor*) apresentou valor médio pior em 2020 quando comparado a 2019, com o valor médio de 0,83 em 2020 frente a 0,91 em 2019.

### Transmissão de energia elétrica

Por atuar em um mercado regulado, a receita dos ativos de transmissão da Companhia é estabelecida pela Aneel, sendo atualizada nos processos de revisão tarifária periódica, revisão tarifária extraordinária e reajuste tarifário anual. A Companhia atua junto ao Órgão Regulador para o reconhecimento de seus custos nos processos de revisões, reajustes e de homologação das Receitas Anuais Permitidas (“RAPs”) para novos ativos.

O reajuste anual da receita de transmissão ocorre em 1º de julho de cada ano, exceto quando há Revisão Tarifária. Esse processo tem o objetivo de corrigir a RAP homologada pelo índice de reajuste que consta em cada contrato de Concessão, adicionar à RAP a receita oriunda dos reforços que entraram em operação comercial no último ciclo tarifário (julho do ano anterior a junho do ano de reajuste) e calcular a Parcela de Ajuste. A metodologia do modelo regulatório é o *Revenue-cap*, o qual consiste na definição de um teto de receita a ser auferido pela transmissora durante o período.

Em julho de 2020, foi homologado o resultado da revisão da RAP do ciclo 2018-2023 da Cemig GT (contrato de concessão 006/1997), concomitantemente com o reajuste da receita do ciclo 2020-2021, cujos resultados foram publicados na Resolução Homologatória nº 2.725/2020. A RAP homologada para o ciclo 2020-2021 é de R\$785 milhões, significando um aumento de 15,7% frente a RAP do ciclo 2019-2020.

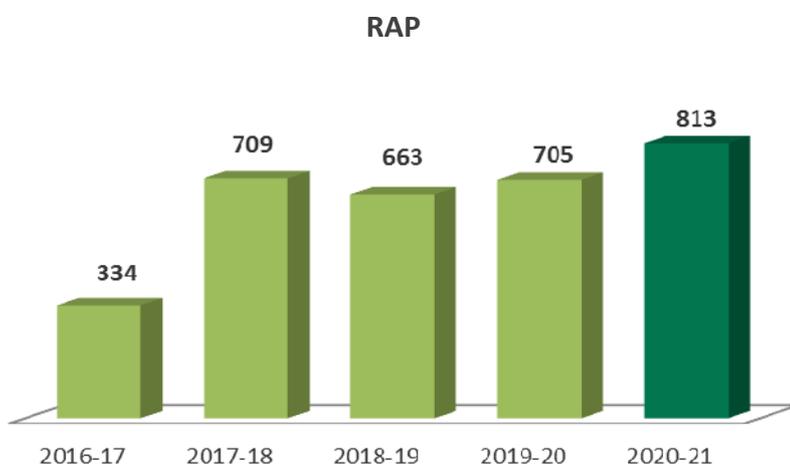
Com relação aos efeitos do reajuste do ciclo 2020-2021, destaque para a entrada em operação de novas obras ao longo do ciclo 2019-2020, cujas RAPs vigentes a partir de julho de 2020, somam R\$43 milhões a preço de junho de 2020.

A postergação da Revisão da RAP do ciclo 2018-2023 gerou uma Parcela de Ajuste de R\$165 milhões, referente aos efeitos positivos da revisão na receita dos ciclos de 2018-2019 e 2019-2020. Este montante será pago em três parcelas de R\$55 milhões (preços de junho/ 2020) nos ciclos de 2020-2021, 2021-2022 e 2022-2023, corrigidas pelo IPCA.

Desta forma, no ciclo 2020-2021, a Parcela de Ajuste da Cemig GT 006/1997 foi de R\$44 milhões, sendo de R\$55 milhões referente a ajustes da postergação da revisão e R\$11 milhões negativos referente a demais ajustes.

Com relação a Cemig GT – Itajubá (CC 079/2000), a RAP foi reajustada em 6,5%, refletindo a variação do IGPM do período, somando em julho de 2020 uma RAP de R\$28 milhões.

No total, a receita homologada da Cemig GT, contrato 06/1997 e 079/2000, ficou em R\$858 milhões, sendo R\$813 milhões de RAP e R\$45 milhões de Parcela de Ajuste.



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

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

A compensação aos geradores hidroelétricos ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração e será reconhecida como um intangível em contrapartida a compensação de custos com energia elétrica.

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

Os prazos de extensão divulgados pela CCEE, ainda pendentes de homologação pela Aneel, indicam uma extensão próxima a dois anos para duas das nossas principais usinas, Emborcação e Nova Ponte, além de 7 anos para as usinas do lote D, sem considerar ainda as demais usinas onde temos participação direta ou por meio de investidas.

## 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, não se espera impactos significativos no longo prazo.

### ***Lucro líquido do exercício***

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, em 2020, lucro líquido de R\$795 milhões em comparação ao lucro líquido de R\$984 milhões no exercício de 2019, uma redução de 19,21%. As principais variações na receita, nos custos, despesas e resultado financeiro estão apresentadas na sequência destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Em 2020, destaca-se o reconhecimento dos ajustes positivos relacionados ao negócio de transmissão em função da Revisão Periódica da Receita Anual Permitida.

Adicionalmente, no exercício de 2019, destaca-se o reconhecimento dos créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre o ICMS no montante de R\$397 milhões, além do resultado positivo da dívida em moeda estrangeira (Eurobonds) e instrumento de hedge correspondente, que atingiu o montante de R\$504 milhões, parcialmente compensados pelo registro das perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa da investida Renova, no montante de R\$688 milhões (vide nota explicativa nº 24) e das provisões para contingências judiciais referentes às ações que discutem a incidência de contribuições previdenciárias sobre o pagamento de PLR, no montante de R\$187 milhões. Todos os valores líquidos de impostos.

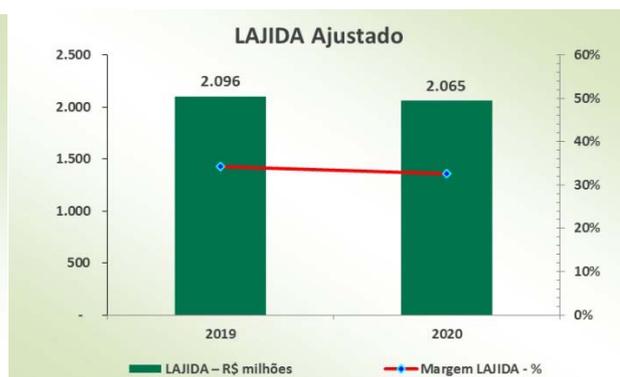
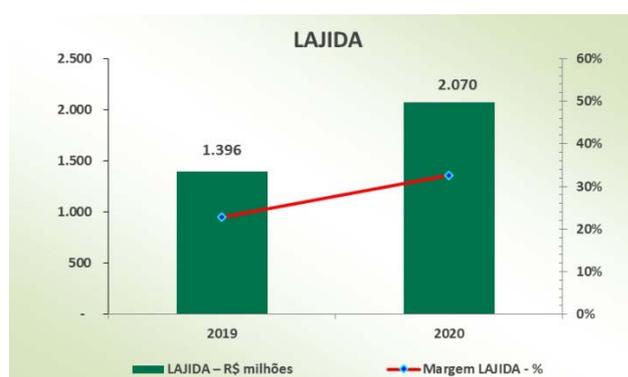
## Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização - Lajida

O Lajida da Cemig Geração e Transmissão, ajustado pela exclusão dos itens não recorrentes, reduziu 1,48% em 2020 em comparação a 2019. Em linha com essa variação, a margem do Lajida ajustado da Companhia passou de 34,24% em 2019 para 32,59% em 2020.

O Lajida, calculado de acordo com a Instrução CVM 527/2012, aumentou 48,28% em 2020, em comparação a 2019 e a margem do Lajida da Companhia passou de 22,80% em 2019 para 32,67% em 2020.

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

Lajida - R\$ milhões	2020	2019	Variação %
Lucro líquido do exercício	795	984	(19,21)
+/- Despesa de IR e contribuição social correntes e diferidos	123	352	(65,06)
+/- Resultado financeiro líquido	884	(213)	-
+ Amortização e depreciação	268	273	(1,83)
<b>= Lajida conforme "Instrução CVM 527" (1)</b>	<b>2.070</b>	<b>1.396</b>	<b>48,28</b>
- PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	-	(397)	-
+ Provisão para créditos de liquidação duvidosa - Renova	-	688	-
+ Provisões Tributárias - INSS s/ PRL	-	284	-
+/- Baixa de ativo e impairment	(5)	125	-
<b>= Lajida ajustado (2)</b>	<b>2.065</b>	<b>2.096</b>	<b>(1,48)</b>



- (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	
	2020	2019
Fornecimento faturado	3.663	3.808
Fornecimento - não faturado	(13)	20
Suprimento faturado (*)	2.866	2.547
Suprimento - não faturado	64	(73)
<b>Fornecimento bruto</b>	<b>6.580</b>	<b>6.302</b>
Energia elétrica de curto prazo	105	393
<b>Subtotal</b>	<b>6.685</b>	<b>6.695</b>
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	1.210	1.045
<b>Total</b>	<b>7.895</b>	<b>7.740</b>

(\*) 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		R\$ milhões		Preço médio – R\$/MWh	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Industrial	10.217	11.479	2.760	2.928	270,14	255,07
Comercial	4.174	4.093	898	879	215,14	214,76
Rural	17	3	5	1	294,12	333,33
Fornecimento não faturado líquido	-	-	(13)	20	-	-
	<b>14.408</b>	<b>15.575</b>	<b>3.650</b>	<b>3.828</b>	-	-
Suprimento a outras concessionárias (*)	12.710	11.159	2.866	2.547	225,49	228,25
Suprimento não faturado líquido	-	-	64	(73)	-	-
	<b>27.118</b>	<b>26.734</b>	<b>6.580</b>	<b>6.302</b>	-	-

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

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica foi de R\$6.580 milhões em 2020 em comparação a R\$6.302 milhões em 2019, representando um acréscimo de 4,41%, associado principalmente, aos seguintes fatores:

- aumento de 20,35% na venda para comercializadoras e geradores de energia, que atingiu o montante de 10.481.261 MWh em 2020, comparado a 8.920.413 MWh em 2019, 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;
- Referido aumento foi parcialmente compensado pela redução de 10,99% no consumo dos clientes livres das classes industrial, associada, principalmente, ao menor consumo de energia devido a pandemia Covid-19.

### *Receita de concessão de 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\$1.210 milhões em 2020 comparada a R\$1.045 milhões em 2019, representando um crescimento de 15,79%. Essa variação decorre, principalmente, do reajuste pela inflação da RAP anual, ocorrida em julho de 2020, acrescida das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados. Inclui adicionalmente ajuste de expectativa do fluxo de caixa contratual da concessão.

### *Receita com transações com energia na CCEE*

A receita com transações com energia na CCEE foi de R\$105 milhões em 2020, comparada a R\$394 milhões em 2019, representando uma redução de 73,35%. Esta variação decorre, principalmente, da redução do GSF com a piora nas condições hidrológicas em 2020 e uma redução de 22,07% no valor médio do preço de liquidação de diferenças (PLD), apresentando valor médio de R\$176,98/MWh em 2020 comparado a R\$227,10/MWh em 2019.

### **Créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS**

No segundo trimestre de 2019, foram reconhecidos os créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS, no montante de R\$397 milhões, resultantes do reconhecimento do direito da Companhia de excluir este imposto da base de cálculo dessas contribuições, com efeitos desde julho de 2003.

### *Impostos e encargos incidentes sobre a receita*

Os tributos e encargos incidentes sobre a receita foram de R\$1.558 milhões em 2020 comparados a R\$1.617 milhões em 2019, apresentando uma redução de 3,65%. 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\$39 milhões em 2020, comparados a R\$52 milhões em 2019, uma redução de 25%, devida, principalmente, a redução das cotas aprovadas para o programa em 2020, em comparação a 2019.

### 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\$41 milhões em 2020, comparado a R\$30 milhões em 2019, um aumento de 36,67%, em função, principalmente, do aumento no volume de geração de energia elétrica em relação ao ano anterior (11.208 GWh em 2020 e 7.933 GWh em 2019), compensando a redução observada no Proinfa. Esse aumento de geração se deve às melhores condições hidrológicas verificadas em 2020, em comparação a 2019.

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\$4.052 milhões em 2020 em comparação a R\$3.920 milhões em 2019.

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\$3.906 milhões em 2020, comparado a R\$3.780 milhões em 2019, representando uma redução de 3,33%.

Essa variação decorre, principalmente, do aumento das despesas com compra de energia de curto prazo, sendo de R\$339 milhões em 2020, comparado a R\$78 milhões em 2019. Esse aumento deve-se, principalmente, às posições deficitárias na CCEE assumidas pela Companhia no início de 2020, em razão da menor alocação de energia própria e GSF inferiores, além do aumento das vendas bilaterais de curto prazo. Também ocorreram déficits no final de 2020, ocasionados, principalmente, pela redução do GSF com a piora nas condições hidrológicas do sistema.

### ***Custos gerenciáveis***

Os custos gerenciáveis foram de R\$851 milhões em 2020 em comparação a R\$1.562 milhões em 2019, representando uma redução de 45,52%.

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\$417 milhões em 2020 comparada a R\$452 milhões em 2019, representando uma redução de 7,74%. Essa variação é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- redução de 5,33% no número médio de empregados, sendo 1.276 em 2020 em comparação a 1.307 em 2019; e
- reajuste salarial de 2,55% a partir de novembro de 2019, em função de Acordo Coletivo, em comparação ao reajuste salarial de 4,00% a partir de novembro de 2018, também em função de Acordo Coletivo.

### Participação dos empregados no resultado

O montante de despesa relacionada à participação dos empregados no resultado foi de R\$25 milhões em 2020 em comparação a R\$63 milhões em 2019. Esta variação decorre basicamente da alteração nos critérios para cálculo da participação nos períodos em comparação, conforme disposto nos acordos coletivos relativo ao Programa de Participações nos Lucros e Resultados da Cemig de 2019 e 2020.

### Provisões operacionais

As provisões operacionais resultaram em uma despesa de R\$85 milhões em 2020 comparada a R\$1.160 milhões em 2019. Essa variação é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- O principal efeito decorre do reconhecimento, em junho de 2019, de provisão decorrente de valores a receber da Renova no montante de R\$688 milhões, resultado de uma avaliação de risco de crédito desta investida feita pela Companhia. Maiores detalhes na nota explicativa nº 12;
- reconhecimento, no terceiro trimestre de 2019, de provisão de contingência tributária no montante de R\$284 milhões decorrente da reavaliação da probabilidade de perda de possível para provável do processo judicial relacionado às contribuições previdenciárias sobre o pagamento de Participação nos Lucros e Resultados (PRL) pagas a seus empregados entre os anos de 1999 e 2016. Mais detalhes na nota explicativa nº 19; e
- menor constituição de perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD) em 2020, no valor de R\$1 milhão em comparação à constituição de R\$8 milhões em 2019, em função, principalmente, da redução da inadimplência em 2020 ocasionada pela boa aceitação dos clientes no que se refere às regras de negociação aprovadas pela Companhia para enfrentamento dos impactos da pandemia do Covid-19.

### ***Resultado de equivalência patrimonial***

Foram reconhecidas ganhos líquidos com equivalência patrimonial de R\$368 milhões em 2020 em comparação ao reconhecimento de ganhos líquidos no montante de R\$481 milhões em 2019. Esta variação se deve, principalmente, aos seguintes fatores:

- Maiores ganhos com a investida Aliança Geração, que apresentou resultado positivo com equivalência patrimonial no montante de R\$89 milhões em 2020, em comparação ao resultado positivo de R\$78 milhões em 2019, um aumento de 14,60%, compensando parcialmente os efeitos negativos das perdas com equivalência patrimonial de MESA e NESA;
- Reconhecimento de perdas com as investidas Amazônia Energia e Aliança Norte (acionistas da Norte Energia S.A. – “NESA”), que apresentaram resultado negativo com equivalência patrimonial no montante de R\$103 milhões em 2020, em comparação ao resultado positivo de R\$22 milhões em 2019;
- Maiores perdas com a investida Santo Antônio Energia, que apresentou resultado negativo com equivalência patrimonial no montante de R\$185 milhões em 2020, em comparação ao resultado negativo de R\$189 milhões em 2019, uma melhora de 2,12%.

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\$884 milhões em 2020 em comparação a uma receita financeira líquida de R\$214 milhões em 2019, associada, principalmente, aos seguintes fatores:

- Efeito líquido positivo do resultado da dívida em moeda estrangeira (Eurobonds) e instrumento de hedge correspondente, que representou uma receita líquida de R\$4 milhões, em comparação R\$764 milhões em 2019, decorrente, principalmente, de:
- Elevação da variação cambial vinculada aos empréstimos em moeda estrangeira, que representou uma despesa financeira de R\$1.749 milhões em 2020, em comparação a uma despesa financeira de R\$234 milhões em 2019. Esse aumento decorre principalmente, da valorização do dólar em 2020, gerando uma variação cambial acumulada de 29%, em comparação a 4% em 2019, com impacto negativo sobre o principal da dívida em moeda estrangeira (Eurobonds); e
- Elevação dos ganhos com operação de hedge contratada para proteção dos riscos de variação da moeda estrangeira vinculada ao Eurobonds, que foi de R\$1.753 milhões em 2020, em comparação a R\$998 milhões em 2019. Essa variação decorre, principalmente, da valorização do dólar futuro, que resultou no aumento do valor justo das opções (call spread) e da ponta ativa do “swap” dos juros, bem como da redução da curva DI (ponta passiva “swap”);
- Crescimento de 28% em 2020 em relação a 2019 dos juros sobre o empréstimo em moeda estrangeira, sendo de R\$850 milhões e R\$664 milhões, respectivamente, refletindo a variação cambial positiva de 29% no dólar durante o exercício (R\$4,03 em 2019 e R\$5,19 em 2020);

- Adicionalmente, o resultado financeiro líquido de 2019 foi afetado positivamente pelo reconhecimento de receita financeira no montante de R\$11 milhões, decorrente da atualização dos créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS.

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 2020, 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. Em 2019, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$352 milhões em relação ao lucro de R\$1.335 milhões antes dos efeitos fiscais, representando 26,33% 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 com fundos provenientes de financiamento.

### **Caixa e equivalentes a caixa**

O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2020 totalizaram R\$291 milhões, em comparação a R\$136 milhões em 31 de dezembro de 2019, 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 2020 totalizou R\$2.556 milhões em comparação ao caixa líquido de R\$723 milhões gerado pelas atividades operacionais em 2019. Em 2020 a Companhia iniciou a compensação dos créditos do PIS/Pasep e Cofins sobre o ICMS com os impostos federais a pagar, o que fez com que não ocorresse uma saída de caixa para pagamento de impostos na comparação com 2019, ocorrendo ainda o levantamento dos depósitos judiciais em 2020 relacionados ao mesmo assunto no valor de R\$196 milhões. Também merece destaque o recebimento de R\$419 milhões em 2020 referente 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 2020 totalizou R\$1.334 milhões em comparação ao caixa líquido de R\$92 milhões gerado pelas atividades de investimento em 2019. Essa variação deve-se, basicamente, ao aumento no volume de recursos transferidos para aplicação em títulos e valores mobiliários em 2020 (aplicação de R\$968 milhões em 2020 e R\$34 milhões em 2019), considerando a maior disponibilidade de recursos em 2020.

### Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento durante 2020 totalizou R\$1.068 milhões em comparação a R\$905 milhões consumidos em 2019. Esse aumento é decorrente, principalmente, do pagamento, em 2020, de dividendos e juros sobre capital próprio no montante de R\$418 milhões em comparação a R\$296 milhões pagos em 2019.

### ***Política de captação de recursos e gestão da dívida***

Em 2020, sobretudo após o primeiro trimestre, com o agravamento da crise e incertezas ocasionadas pela pandemia, o mercado de dívida local mostrou-se mais seletivo, com menor profundidade e *spreads* maiores, cenário que mudou gradativamente, alcançando melhores condições ao longo do quarto trimestre. Em 2020, foram amortizados R\$650 milhões de dívida pela Companhia.

Corroborando com 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 2020, a Moody's elevou o rating da Cemig na escala nacional para A1 e o da escala global para Ba3, sendo que a Fitch elevou o rating da Cemig na escala nacional para AA- e o da escala global para BB-. Dando sequência à essa percepção de melhoria das agências, já em janeiro de 2021, a Standard & Poor's elevou o rating da Cemig na escala nacional para BB- e o da escala global para AA+.

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	

Moody's		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

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

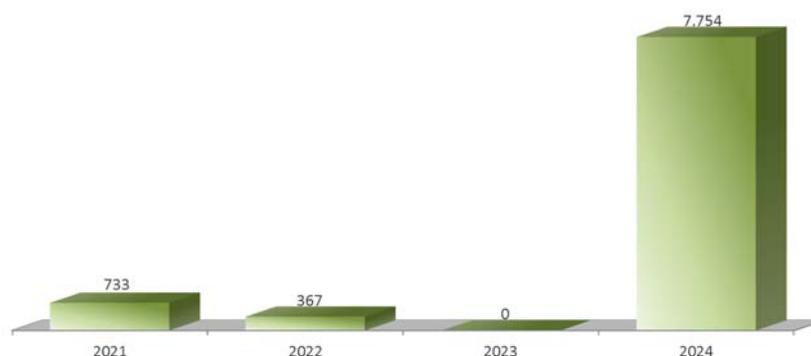
Os detalhes das captações de recursos da Companhia, incluindo os custos e os prazos, estão presentes na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Tanto os eurobonds quanto as debêntures contam com covenants financeiros restritivos que limitam a capacidade de endividamento da empresa e da Cemig (controladora da Cemig GT), como garantidora. A Companhia entende, entretanto, que a manutenção das iniciativas de desinvestimento e consequente desalavancagem, bem como de eficiência operacional, assegurarão o cumprimento desses covenants financeiros.

O endividamento da Companhia, em 31 de dezembro de 2020, no montante de R\$8.854 milhões, tem seu cronograma de amortizações com prazo médio de 3,7 anos. Mais detalhes na nota explicativa nº 16 das Demonstrações Contábeis Regulatórias.

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

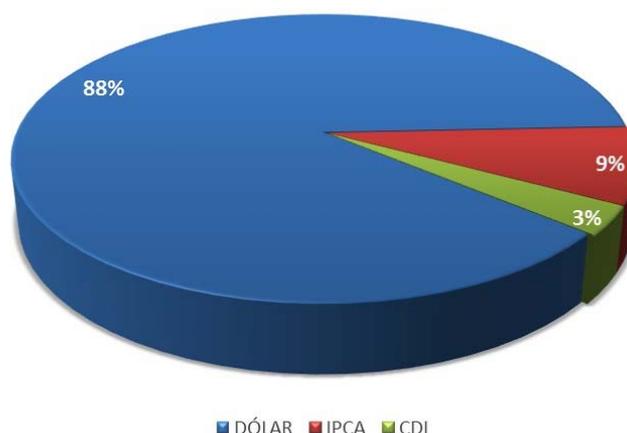
**Cronograma de amortizações da dívida**  
**Posicionamento em dezembro de 2020 (R\$ milhões)**



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 moeda estrangeira, que está protegida

contra a variação cambial por meio de instrumento de hedge, pela taxa de juros indexada ao CDI. O custo médio da dívida da Companhia é de 1,64% a.a. a preços constantes e de 4,82% a.a. em custo nominal.

### Principais indexadores da dívida em 31 de dezembro de 2020



### DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO

O Conselho de Administração deliberou na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), realizada em abril de 2021, a seguinte destinação do Lucro Líquido societário de 2020 no montante de R\$1.056 milhões, do saldo realização do custo atribuído de Imobilizado no montante de R\$10 milhões e do saldo de ajustes de exercícios anteriores referente à aplicação retrospectiva de política contábil no montante de R\$212 milhões:

- R\$53 milhões foram destinados para constituição de reserva legal;
- R\$561 milhões foram destinados ao pagamento de dividendos, da seguinte forma:
  - R\$225 milhões por meio de Juros sobre o Capital Próprio (“JCP”), conforme deliberado pela Diretoria Executiva em 23 de dezembro de 2020;
  - R\$336 milhões para pagamento dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$1 milhão foi mantido no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Incentivos Fiscais, referentes a incentivos fiscais vinculados a investimentos na região da Sudene.
- R\$223 milhões foram mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Lucros a Realizar, considerando a parcela do lucro líquido de 2020 ainda não realizada financeiramente;
- R\$440 milhões foram mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia.

## INVESTIMENTOS

### Investimentos em Geração:

Projeto PCH 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.

No dia 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 plena em abril de 2022.

### Investimentos em Transmissão

No que se refere ao negócio de transmissão, a definição das regras de indenização dos ativos nos anos anteriores nos garantiu um fluxo de caixa estável para os próximos anos, o que permitiu ampliar o programa plurianual de investimentos para a Companhia de R\$1,1 bilhão para R\$1,45 bilhão nos próximos 5 anos, que viabilizará a agregação de novas receitas decorrentes desses investimentos e a mitigação de importantes riscos para a operação do sistema.

Os investimentos em 2020 foram de R\$147 milhões.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração da Companhia 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 2020, 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 2020 foram realizadas 42 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 2020 foram realizadas 16 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 independência ou 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	2020	% em relação à auditoria	2019	% em relação à auditoria
Auditoria de Demonstrações Contábeis	2.511	100,00	2.070	100,00
Auditoria de obrigações acessórias no sistema público de escrituração digital – SPED	239	9,52	338	16,34
<b>Total</b>	<b>2.750</b>	<b>109,52</b>	<b>2.408</b>	<b>116,34</b>

Os serviços de auditoria de obrigações acessórias no SPED foram contratados em conjunto com os serviços de auditoria de Demonstrações Financeiras e Regulatórias, sendo restritos à revisão dos procedimentos tributários adotados pela Companhia, não representando nenhum tipo de consultoria, planejamento tributário ou conflito de interesse.

Ressalta-se que qualquer serviço adicional a ser prestado pelos auditores independentes, incluindo os mencionados acima deve ser obrigatoriamente aprovado de forma prévia pela Diretoria e Comitê de Auditoria, 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 E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Como processo integrante das práticas de governança corporativa da Cemig, a gestão de riscos corporativos tem como objetivo geral construir uma estrutura capaz de prover informações relevantes à Alta Administração para apoiar a tomada de decisão, criando e protegendo valor para a Companhia. O processo de gerenciamento de riscos possibilita administrar propriamente os riscos dos objetivos do negócio, permitindo influenciar e alinhar as estratégias e performances das áreas da empresa.

Mantendo o ciclo de atualização, no mínimo anual, foram mapeados e aprovados em 2020, pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, a Matriz de Riscos Corporativos – *Top Risks* vigente para o exercício.

Tais riscos, associados à execução da estratégia e cenários de exposição da Companhia, bem como a conflitos de interesse, fraude e corrupção, têm como titulares os Diretores da Companhia, em conformidade às suas atribuições, sendo monitorados e reportados periodicamente à Alta Administração.

Ainda, a matriz de controles internos é revisada e aprovada anualmente. Os controles são testados e monitorados pela Gerência de Riscos e Controles Internos da Companhia e são reportados periodicamente 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-se 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 relacionados 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.

#### *Ataque cibernético*

Em 25 de dezembro de 2020, a Companhia, bem como o grupo econômico em que está inserida, sofreram um ataque cibernético de *ransomware* que causou uma interrupção parcial e temporária de suas operações.

Nesse contexto, a Companhia fez investimentos significativos em privacidade, proteção e segurança da informação/cibernética, tanto em tecnologias quanto em processos e contratações de recursos especializados para as equipes. Como parte das ações, foram tomadas medidas para combater o acesso e eventual uso indevido dos dados, incluindo investigações e auditorias dos sistemas de tecnologia da informação. Como resultado desses esforços, foram mitigados incidentes adicionais de uso indevido de dados ou outras atividades indesejáveis por terceiros.

Adicionalmente, foi realizada auditoria e avaliação forense do ataque sofrido e não foram identificados impactos relevantes nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia e suas controladas.

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.

Ao longo de 2020, foram executados seis projetos contratados em 2019, resultantes de um Edital Específico associado aos “3D”, denominado Cemig 4.0, com encerramento esperado para 2021, contemplando as seguintes iniciativas:

- Gestão inteligente da cadeia de fornecedores;
- Inteligência na experiência do usuário;
- Gestão de ativos;
- Centro de operação do futuro;
- Recursos energéticos distribuídos.

### **Programa de Pesquisa & Desenvolvimento**

Em 2020, a Cemig Geração e Transmissão executou 30 projetos de P&D, resultando em um investimento de R\$19,97 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 Companhia é pautado pelo senso de corresponsabilidade e pelo estímulo ao desenvolvimento econômico e social local.

Alguns projetos de destaque no ano de 2020 são:

Programa proximidade: Criado pela Cemig para estreitar o relacionamento e, em conjunto com outros programas da Empresa, levar conhecimento técnico e promover o desenvolvimento social das comunidades próximas às usinas sob sua concessão. São promovidos encontros em que especialistas fazem palestras objetivas para esclarecer aspectos operativos de reservatórios, fazer a preparação inicial do Plano de Ação de Emergências (PAE), além de divulgar as ações ambientais da Cemig conduzidas nos reservatórios das barragens. Outros assuntos como segurança de barragens e convivência segura com o sistema elétrico, também estão entre os temas abordados.

Em 2020, devido à pandemia da Covid-19, não foram realizados os eventos padrões do Programa Proximidade com as comunidades do entorno. Porém, a bandeira do Proximidade se fez presente nas reuniões virtuais junto às Defesas Cíveis (COMPDECs), na continuidade das tratativas do PAE-Planos de Ação de Emergência das usinas da Cemig.

Foram realizadas reuniões com Órgãos de Defesa Civil (COMPDECs) de 12 municípios, realizando a entrega oficial (ou atualização) dos PAEs externos de 9 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. Também foram executadas as oficinas de treinamentos do aplicativo Proximidade, como ferramenta de gestão de riscos, notificação de alertas e ação de cadastros para uso dos COMPDECs.

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

A Campanha de 2020 do Al6% envolveu a participação de 1.548 empregados da Cemig que, voluntariamente, destinaram R\$1,2 milhão, com o intuito de beneficiar aproximadamente 24 mil crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade, atendidos por 163 instituições. A Cemig também destinou parte do imposto de renda devido para os mesmos FIAs. O valor investido pela Empresa foi de R\$890 mil. No total, foram destinados R\$2,1 milhões para entidades distribuídas em 85 municípios da área de influência da Empresa.

### **Projetos culturais, esportivos e de saúde**

A Cemig conta com uma política de patrocínio que visa evidenciar o comprometimento da empresa 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 maior incentivadora de cultura em Minas Gerais e uma das maiores do país. Em 2020, a Cemig GT destinou R\$5,2 milhões no patrocínio de 7 projetos culturais.

Com o distanciamento social decorrente da pandemia Covid-19, a Cemig fortaleceu a campanha de projetos de forma virtual por meio de uma agenda cultural divulgada nas redes sociais, imprensa e rádio. Também apoiou mais de mil conteúdos disponibilizados em rede, incluindo visitas virtuais, lives, música, cinema e teatro. Além disso, a Cemig patrocina grandes nomes da cultura mineira, tais como a Fundação Clóvis Salgado, Instituto Inhotim, Orquestra Filarmônica de Minas Gerais, Grupo Galpão, Grupo Corpo, entre outros expoentes da cultura mineira.

## Esportes:

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

A Cemig lançou duas chamadas públicas em 2020 para selecionar projetos voltados à prática de esporte, aptos à captação de recursos via Leis Federal ou Estadual de Incentivo ao Esporte. Foram recebidos 189 projetos ao todo (109 do edital federal e 80 do edital específico) e destinamos aproximadamente R\$4,4 milhões para os projetos mais bem avaliados.

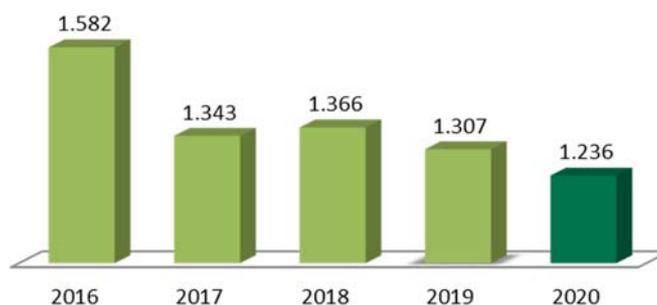
## **Recursos Humanos**

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 1.582 empregados em 2016 para 1.236 em 2020, conforme apresentado no gráfico a seguir:

### Quantidade de empregados



Adicionalmente, aprovamos uma alteração em nossa política de pessoal que passou a permitir a contratação de profissionais de mercado para posições gerenciais da Companhia, nos casos onde o processo de recrutamento externo se apresenta mais adequado, 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 também 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.

Em 2020, foram viabilizadas 851 participações em treinamentos técnicos presenciais para empregados da Cemig GT totalizando 16.740 homem-hora treinados.

Destaca-se que os treinamentos disponibilizados no formato de ensino a distância (EAD) nesse período tiveram um papel importante, com um aumento considerável na demanda, sendo registradas mais de 4.682 participações com mais de 9.657 homem-hora treinados em 22 cursos ofertados, entre eles o treinamento de protocolo de saúde e segurança, uso seguro da energia, assédio moral e sexual e treinamento e adesão anual à Declaração de princípios éticos e código de conduta profissional – 2020, todos disponibilizados aos empregados, conselheiros fiscais, de administração, contratados e estagiários.

A Cemig acredita que a capacitação de sua força de trabalho é fundamental para alcançar os objetivos estratégicos com sustentabilidade.

## **Clima e Cultura Organizacional**

Em fevereiro de 2020, 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.

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, sendo possível identificar os pontos fortes da Companhia e também os principais desafios e metas a serem traçados nos próximos anos.

## Saúde, Higiene e Segurança do Trabalho

O ano de 2020 foi extremamente atípico em função da pandemia que desde o mês de março alterou de forma significativa as condições de trabalho e a rotina das atividades na empresa, exigindo a adoção de uma série de protocolos para resguardar a saúde e integridade dos empregados de nossa força de trabalho.

O indicador medido da Taxa de Frequência de Acidentados do Trabalho com Afastamento (TFA) da força de trabalho da Companhia vem decaindo continuamente nos últimos anos. O encerramento de 2019 foi de 1,53 acidentados com afastamento por milhão de homens-horas trabalhados. Em dezembro de 2020, última apuração registrada, o indicador foi de 1,62 sinalizando um aumento de 5,89% ao compararmos com o resultado registrado em 2019, e 10% abaixo do limite de 1,80.

Considerando esses resultados, a Companhia intensificou as suas ações na área de saúde e segurança, que envolvem toda a força de trabalho, com a revisão dos procedimentos de segurança, aumento de horas de treinamento/reciclagens e discussões com os fornecedores, visando a melhoria dos indicadores de qualidade para o ano de 2021.

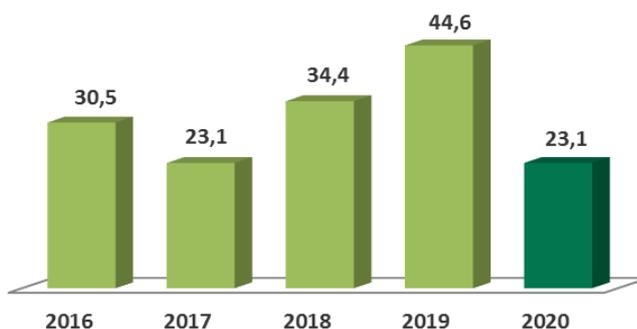
**Taxa de Frequência Com Afastamento Acumulado no Ano - TFA CEMIG GT**



**Meio ambiente**

Em 2020, a Companhia totalizou cerca de R\$23,1 milhões em recursos aplicados em meio ambiente. Os investimentos em 2020 foram menores que em 2019 em função das limitações de execução durante o período da pandemia. A priorização e a alocação desses recursos são revistas periodicamente pelo Grupo de Acompanhamento do Plano de Adequação Ambiental. Os recursos foram aplicados em investimentos, projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e despesas relativas ao cumprimento de obrigações e melhorias ambientais.

**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. Trata-se de um recurso sensível às variações climáticas, vulnerável às consequências da exploração de outros recursos naturais, bastante impactado por ações antrópicas e sujeito ao ambiente regulatório, fazendo com que a gestão e a conservação da água sejam assuntos relevantes para a Companhia, com a gestão baseada na sua Política de Recursos Hídricos.

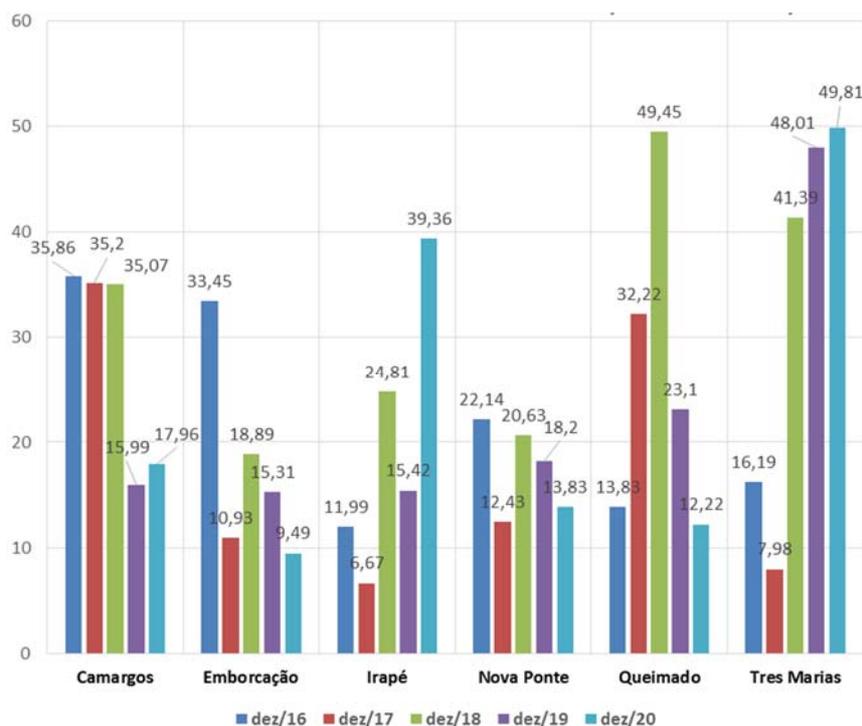
O despacho da matriz hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional - SIN compete ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. A operação de reservatórios que a Companhia utiliza para geração de energia hidrelétrica implica, essencialmente, a consideração dos usos múltiplos da água por outros usuários da bacia hidrográfica, o que, por sua vez, leva à necessidade de considerar uma série de restrições de caráter ambiental, de segurança, sistemas de irrigação, abastecimento humano, hidrovias, pontes, entre outras, rigidamente respeitadas pela Companhia. 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 e informações diárias dos níveis de vários de seus reservatórios.

A Companhia, considerando a natureza de suas operações, participa ativamente em colegiados de decisão e fóruns, acompanhando e propondo decisões mais adequadas ao setor elétrico, conciliando com os múltiplos usos das bacias hidrográficas, tais como os Conselhos Nacional e Estadual de Recursos Hídricos, Comitês de Bacias Hidrográficas, Câmaras Técnicas e Grupos de Trabalho.

No gráfico abaixo são apresentadas as informações de armazenamento dos principais reservatórios de acumulação da Cemig em dezembro de 2020, 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, atendendo à lei nº 12.334/2010, e lei nº 14.066/2020 (em fase de regulamentação), que estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens, e a sua regulamentação associada (Resolução Normativa nº 696/2015 da Aneel).

Neste contexto, são contemplados os procedimentos de inspeção em campo, coleta e análise de dados de instrumentação, elaboração e atualização dos planos de segurança das barragens, planejamento e acompanhamento de serviços de manutenção, análise dos resultados e classificação das estruturas civis. Tendo como base a classificação das estruturas, foi escolhida a frequência das inspeções de segurança e a rotina de monitoramento.

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.

Periodicamente, são feitos treinamentos internos e externos desses planos de ação de emergência – PAEs.

Apesar das complicações da Pandemia Covid-19 no ano de 2020, a Cemig manteve minimamente a política de estreitar o relacionamento com o público externo focado em situações de emergência, 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. Isto posto, o documento foi segregado em dois públicos alvos:

- PAE interno: no qual todos os procedimentos de detecção, prevenção e correção a serem adotados em situação de emergência estão descritos para que o corpo técnico envolvido possa tomar as decisões de maneira mais adequada e ágil, tentando ao máximo preservar a estrutura do barramento e evitar o acidente;
- PAE externo: no qual são desenhadas as interfaces entre a empresa e o público externo durante as situações de emergências detectadas.

Em atendimento à Resolução Normativa nº 696/2015, os PAEs internos vem sendo tratados pelas gerências internas da empresa responsáveis pela operação e manutenção das usinas hidrelétricas e sendo disponibilizados aos empreendimentos e equipe técnica de segurança de barragens e manutenção civil. Os PAEs externos devem estar disponíveis nos empreendimentos, nas prefeituras envolvidas, bem como junto às autoridades competentes e aos organismos de defesa civil.

O documento externo foca em apresentar o risco de inundação causado por cheias ordinárias e por possíveis eventos de ruptura de barragens. A intenção é construir uma cultura de prontidão para situações de cheias para as comunidades instaladas ao longo dos rios onde estão as usinas da Cemig.

Devido às dificuldades decorrentes da pandemia Covid-19 e 2020 ser um ano de pleito eleitoral com possíveis mudanças de equipe de COMPDECs a partir de 2021, foi adotada a estratégia de direcionar os trabalhos em alguns COMPDECs. O trabalho focou nos municípios listados na ZAS das PCHs Cajuru e Gafanhoto, Divinópolis e Carmo do Cajuru, pelo histórico de relação desses COMPDECs com a Cemig e pela proximidade com Belo Horizonte.

No período de julho a dezembro foram executadas as ações de integração dos PAEs das PCHs Cajuru e Gafanhoto aos respectivos PLANCONs de Carmo do Cajuru e de Divinópolis. Ação de cadastro da população moradora na zona de auto salvamento na mancha de inundação, determinação para 32 pontos de encontro e 162 rotas de fuga. Para garantir as ações programadas de integração do PAE ao PLANCON, foram realizadas cinco reuniões virtuais e seis ações presenciais.

O grande diferencial da abordagem adotada pela Cemig é a apresentação dos impactos causados pelas cheias naturais, dando maior segurança às populações ribeirinhas e desenvolvendo a resiliência das cidades a eventos de inundação. Além disso, o Programa Proximidade disponibilizou um aplicativo móvel, de relacionamento com a população e com as COMPDECs. Além de informações hidrológicas e operacionais de usinas da Cemig, o aplicativo é uma ferramenta de gestão de riscos, cadastro, notificação e alerta para emergências em barragens.

#### Gestão de resíduos

Em 2020, foram encaminhadas para destinação final 1.033 toneladas de resíduos industriais: 99,63% desses resíduos foram alienados ou reciclados e 0,37% foram coprocessados.

#### Programas para a ictiofauna

As ações do Peixe Vivo são sustentadas em três pilares: (a) Programas de Conservação e Manejo, que visam à adoção das melhores práticas para conservação de peixes; (b) Pesquisa e Desenvolvimento, que amplia o conhecimento científico sobre a ictiofauna e proporciona subsídios para estratégias de conservação mais eficientes; e (c) Relacionamento com a Comunidade que divulga as ações e resultados do Programa para a sociedade, buscando seu envolvimento na construção do planejamento estratégico.

Durante o ano de 2020, foram executados 5 projetos de pesquisa, com uso de recursos próprios e de P&D, bem como publicados 23 trabalhos (2 teses, 2 dissertações, 4 monografias, 1 livro, 4 resumos científicos e 10 artigos científicos) relacionados aos projetos ou ações do Programa Peixe Vivo, apresentando resultados de projetos em andamento e encerrados. Os projetos de pesquisa coordenados pela equipe do Peixe Vivo envolveram, diretamente, um total de 64 pessoas de instituições de ensino e pesquisa em 2020.

## 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. Estende também os agradecimentos às demais autoridades federais, estaduais e municipais, às comunidades servidas pela Companhia, aos acionistas e demais investidores 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
Paulo Mota Henriques	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	
Carlos Eduardo Tavares de Castro	
Vago	
José Reinaldo Magalhães	
Afonso Henriques Moreira Santos	
José João Abdalla Filho	
Marcelo Gasparino da Silva	
Paulo César de Souza e Silva	
Marco Aurélio Dumont Porto	

CONSELHO FISCAL	
MEMBROS EFETIVOS	MEMBROS SUPLENTEs
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](http://www.cemig.com.br)

E-Mail: [ri@cemig.com.br](mailto:ri@cemig.com.br)

## BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

### ATIVO

(Em milhares de reais)

	Nota	2020	2019
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	290.995	136.208
Consumidores e revendedores	7	347.166	340.940
Concessionários - transporte de energia	7	561.480	667.273
Serviços em curso		102.635	119.585
Tributos compensáveis	8a	339.018	43.700
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8c	465.246	363.049
Almoarifado operacional		2.620	2.887
Investimentos temporários	6	908.022	139.195
Indenização a receber	13	135.890	-
Despesas pagas antecipadamente		12.725	6.572
Dividendos a receber	12	117.404	112.337
Instrumentos financeiros derivativos	27	522.579	234.766
Outros ativos circulantes		65.825	150.792
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>		<b>3.871.605</b>	<b>2.317.304</b>
<b>Ativos de operações descontinuadas</b>			
Bens destinados à alienação		5.408	4.596
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores	7	2.872	573
Tributos compensáveis	8a	23.851	647.934
Tributos diferidos	9	-	295.700
Depósitos judiciais e cauções	11	151.838	350.051
Investimentos temporários	6	199.928	315
Serviços em curso		45.100	51.869
Encargos setoriais	17	-	19.731
Bens e direitos para uso futuro		269	269
Indenização a receber	13	522.533	654.786
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	27	2.426.351	1.456.178
Outros ativos não circulantes		57.387	63.792
Investimentos	12	7.187.862	7.272.028
Imobilizado	13	3.730.031	3.554.480
Intangível	13	51.525	50.606
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>14.399.547</b>	<b>14.418.312</b>
<b>ATIVO TOTAL</b>		<b>18.276.560</b>	<b>16.740.212</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

### PASSIVO

(Em milhares de reais)

	Nota	2020	2019
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	14	392.574	396.317
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	733.520	739.873
Obrigações sociais e trabalhistas		78.452	100.524
Benefício pós-emprego	18	66.206	62.550
Tributos	15	85.265	39.008
Encargos setoriais	17	263.507	388.806
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio	21	891.998	781.769
Opções de venda - SAAG	27	536.155	-
Outros passivos circulantes		134.170	105.013
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>		<b>3.181.847</b>	<b>2.613.860</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	8.120.901	6.968.685
Benefício pós-emprego	18	1.391.479	1.372.337
Tributos	15	-	72
Tributos diferidos	9	89.266	-
Provisão para litígios	19	418.261	400.205
Opções de venda - SAAG	27	-	482.841
Encargos setoriais	17	92.846	-
Outros passivos não circulantes		24.798	20.112
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	20	161.030	174.568
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>10.298.581</b>	<b>9.418.820</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>13.480.428</b>	<b>12.032.680</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
Capital social	21	4.000.000	2.600.000
Ajustes de avaliação patrimonial		(321.703)	(431.528)
Reservas de lucros		1.117.835	2.539.060
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>4.796.132</b>	<b>4.707.532</b>
<b>TOTAL PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>18.276.560</b>	<b>16.740.212</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

### PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

(Em milhares de reais)

	Nota	2020	2019
<b>RECEITA</b>	22	<b>7.894.927</b>	<b>7.739.835</b>
Fornecimento de energia elétrica		3.649.265	3.828.143
Suprimento de energia elétrica		2.930.139	2.473.047
Energia elétrica de curto prazo		105.327	393.667
Disponibilização do sistema de transmissão		1.210.196	1.044.978
<b>TRIBUTOS</b>	22c	<b>(1.196.506)</b>	<b>(1.252.047)</b>
ICMS		(521.568)	(570.238)
PIS-PASEP		(120.388)	(121.611)
COFINS		(554.519)	(560.148)
ISS		(31)	(50)
<b>ENCARGOS</b>	22c	<b>(361.378)</b>	<b>(365.436)</b>
Pesquisa e desenvolvimento – P&D		(26.420)	(25.667)
Reserva global de reversão – RGR		(13.000)	(13.840)
Conta de desenvolvimento econômico – CDE		(233.998)	(235.037)
Comp.financ.util.rec.hídricos – CFURH		(40.546)	(30.349)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica – TFSEE		(8.882)	(8.501)
Proinfra		(38.532)	(52.042)
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>		<b>6.337.043</b>	<b>6.122.352</b>
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS</b>		<b>(4.052.204)</b>	<b>(3.920.163)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	23	(3.905.833)	(3.780.346)
Encargos de transmissão e conexão		(146.371)	(137.186)
Matéria-prima e ins. prod. energia Elétrica		-	(2.631)
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>2.284.839</b>	<b>2.202.189</b>
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>(850.561)</b>	<b>(1.561.617)</b>
Pessoal e administradores	24a	(416.618)	(452.492)
Materiais		(9.951)	(13.073)
Serviços de terceiros	24b	(117.847)	(128.928)
Arrendamentos e aluguéis		(18.234)	(25.079)
Seguros		(10.465)	(4.696)
Doações, contribuições e subvenções		(163)	(7.772)
Provisões	24c	(88.004)	(1.080.026)
Provisão para perda na alienação de bens e direito		2.884	(80.598)
Perdas na alienação de bens e direitos		(1.601)	(13.298)
Obrigações derivadas de contratos de investimentos		(9.289)	(32.088)
(-) Recuperação de despesas		283	1.998
Tributos		(1.135)	(1.548)
Depreciação e amortização		(267.733)	(272.514)
Gastos diversos		(16.928)	(18.995)
Outras receitas - indenização da transmissão		-	37.993
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins		-	397.301
Outras receitas operacionais		104.240	132.198
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>		<b>1.434.278</b>	<b>640.572</b>
<b>Equivalência patrimonial</b>		<b>367.778</b>	<b>481.324</b>
Equivalência patrimonial	12	353.953	503.008
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos	12	13.825	(21.684)
<b>Resultado financeiro</b>	25	<b>(884.158)</b>	<b>213.397</b>
Receitas financeiras		1.864.996	1.336.943
Despesas financeiras		(2.749.154)	(1.123.546)
<b>Resultado antes dos impostos</b>		<b>917.898</b>	<b>1.335.293</b>
Imposto de renda e contribuição social	10	(122.786)	(351.598)
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>795.112</b>	<b>983.695</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

### PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

(Em milhares de reais)

	2020	2019
<b>RESULTADO DO EXERCÍCIO</b>	<b>795.112</b>	<b>983.695</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado em exercícios subsequentes</b>		
Previdência privada – superávit (déficit) atuarial	520	(334.808)
Efeito de imposto de renda sobre superávit (déficit) atuarial	(177)	113.834
Ajustes de avaliação patrimonial – Base de Remuneração Regulatória (BRR)	259.879	-
Imposto de renda e contribuição social sobre ajustes de avaliação patrimonial – Base de Remuneração Regulatória	(88.359)	-
<b>Outros resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos</b>	<b>171.863</b>	<b>(220.974)</b>
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO</b>	<b>966.975</b>	<b>762.721</b>

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 2020 E 2019

(Em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Capital social	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes		Lucros (prejuízos) acumulados	Total
			Reserva de reavaliação	Ganhos e perdas atuariais		
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018</b>	<b>2.600.000</b>	<b>1.946.299</b>	<b>263.242</b>	<b>(406.691)</b>	-	<b>4.402.850</b>
Resultado do exercício	-	-	-	-	983.695	983.695
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	-	(220.974)	-	(220.974)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	-	-	-	<b>(220.974)</b>	<b>983.695</b>	<b>762.721</b>
Reserva legal	-	41.754	-	-	(41.754)	-
Dividendos Estatutários (R\$0,0649 p/ação)	-	-	-	-	(188.039)	(188.039)
Juros sobre o capital próprio (R\$0,0932 p/ação)	-	-	-	-	(270.000)	(270.000)
Reserva de incentivos fiscais	-	(1.166)	-	-	1.166	-
Realização reserva de ajustes de avaliação patrimonial - BRR	-	-	(67.105)	-	67.105	-
Reserva de retenção de lucros	-	552.173	-	-	(552.173)	-
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019</b>	<b>2.600.000</b>	<b>2.539.060</b>	<b>196.137</b>	<b>(627.665)</b>	-	<b>4.707.532</b>
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
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	-	-	<b>171.520</b>	<b>343</b>	<b>795.112</b>	<b>966.975</b>
Aumento de capital	1.400.000	(1.400.000)	-	-	-	-
Reserva legal	-	52.733	-	-	(52.733)	-
Dividendos Estatutários (R\$0,12 p/ação)	-	-	-	-	(336.348)	(336.348)
Juros sobre o capital próprio (R\$0,08 p/ação)	-	-	-	-	(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 (nota 32.2.2)	-	(316.827)	-	-	-	(316.827)
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020</b>	<b>4.000.000</b>	<b>1.117.835</b>	<b>305.619</b>	<b>(627.322)</b>	-	<b>4.796.132</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

### PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

(Em milhares de Reais)

	Nota	2020	2019
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
Resultado do exercício		795.112	983.695
Ajustes por:			
Depreciação e amortização		267.733	272.514
Baixas de valor residual líquido de Imobilizado e Intangível		(12.908)	87.638
Indenização da transmissão		(51.280)	(37.993)
Equivalência patrimonial	12	(353.953)	(503.008)
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos	12	(13.825)	21.684
Juros e variações monetárias		954.609	779.064
Variação cambial de empréstimos e financiamentos	16	1.749.000	233.846
Amortização do custo de transação de empréstimos e financiamentos	16	12.095	11.706
Imposto de renda e contribuição social	10	127.533	(10.642)
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS		(11.019)	(622.866)
Provisões para perdas operacionais, líquidas	24c	34.690	1.016.333
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (Swap)	27	(1.752.688)	(997.858)
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	27	53.314	63.693
Benefícios pós-emprego	18	105.802	100.458
Outros		58.466	(30.487)
		<b>1.962.681</b>	<b>1.367.777</b>
<b>(Aumento) redução de ativos</b>			
Consumidores e revendedores		(9.723)	(54.234)
Tributos compensáveis		11.034	(7.381)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(21.479)	(5.763)
Transporte de energia		105.793	(154.881)
Depósitos judiciais e cauções		201.981	372
Dividendos recebidos	12	603.979	665.028
Outros		68.348	(34.978)
		<b>959.933</b>	<b>408.163</b>
<b>Aumento (redução) de passivos</b>			
Fornecedores setoriais		(4.239)	(25.549)
Fornecedores demais		496	(14.248)
Tributos e contribuição social		108.569	(50.178)
IR e contribuição social a pagar	10	(4.747)	362.240
Salários e encargos sociais		1.102	(11.695)
Encargos setoriais		10.997	11.958
Benefícios pós-emprego	18	(82.484)	(77.227)
Outros		(21.604)	(27.081)
		<b>8.090</b>	<b>168.220</b>
<b>Caixa gerado pelas atividades operacionais</b>		<b>2.930.704</b>	<b>1.944.160</b>
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	(542.646)
Juros pagos	16	(793.214)	(803.307)
Juros recebidos		-	24.578
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos (Swap)		418.731	100.106
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>2.556.221</b>	<b>722.891</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
Em investimentos – aporte	12	(151.826)	(43.933)
Redução de capital em investida	12	-	15.500
Mútuo com partes relacionadas	26	-	400.000
No imobilizado	13	(210.476)	(243.619)
No intangível	13	(3.055)	(1.782)
Em investimentos temporários		(968.440)	(34.223)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		<b>(1.333.797)</b>	<b>91.943</b>

	Nota	2020	2019
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Juros sobre capital próprio e dividendos	21d	(417.539)	(295.392)
Pagamentos de empréstimos	16	(650.098)	(610.064)
<b>CAIXA LÍQUIDO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		<b>(1.067.637)</b>	<b>(905.456)</b>
<b>VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>154.787</b>	<b>(90.622)</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5	136.208	226.830
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5	290.995	136.208

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 2020 E 2019

(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
<b>CONTROLADAS EM CONJUNTO:</b>		
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 Neoenergia - 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”)	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.
Renova Energia S.A. (“Renova Energia”) – Em recuperação judicial	Controlada em conjunto	Sociedade de capital aberto, atua no desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes renováveis - eólica, pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”) e solar, e na comercialização de energia a atividades relacionadas e atualmente em recuperação judicial.
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.

Investimentos	Classificação	Descrição
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 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 (660,54 MW médios de garantia física) e uma capacidade instalada de geração eólica de 98,70MW (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")	Controlada em conjunto	Produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães; e Fortuna II, localizada no Município de Virgíópolis. Todas no Estado de Minas Gerais.
<b>COLIGADAS</b>		
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.
<b>CONTROLADAS</b>		
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.

Investimentos	Classificação	Descrição
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.
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.
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.
Cemig Geração Poço Fundo S.A. (“Poço Fundo”)	Controlada	Produção e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente, por meio da implantação e exploração da Central Termelétrica, denominada UTE Barreiro, localizada nas instalações da Vallourec Tubos do Brasil S.A., no Estado de Minas Gerais.
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.

(\*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

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) Incorporação da subsidiária integral Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A.

Em 1º de outubro de 2020, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária – AGE da Companhia a incorporação de sua subsidiária integral Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A., pelo valor patrimonial contábil, com a consequente extinção da investida a partir desta data e sucessão, pela Companhia, em todos os seus bens, direitos e obrigações, nos termos do art. 227 da Lei 6.404/76.

Por se tratar de incorporação de subsidiária integral, não houve aumento de capital ou a necessidade de emissão de novas ações da Companhia.

## c) 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. As economias mundiais vêm se esforçando no 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, 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) do Ministério da Saúde e visam contribuir com os esforços da população e das autoridades brasileiras para mitigar os riscos de propagação da doença.

Em função da retração da atividade industrial e comercial, nos primeiros trimestres de 2020, tivemos um maior impacto da pandemia em nosso negócio de comercialização de energia, com a utilização da flexibilidade nos contratos pelos nossos grandes clientes, o que afetou o resultado desse negócio. Esses impactos foram temporários e já no quarto trimestre de 2020 observamos a retomada do consumo aos níveis esperados.

A variação acumulada, desde a terceira semana de março de 2020, início da pandemia, apresentou um aumento de 3,5% no consumo dos clientes livres até 28 de março de 2021.

Em 31 de dezembro de 2020, a partir da observação dos impactos econômicos da pandemia, a Companhia avaliou as premissas utilizadas para cálculo do valor justo e valor recuperável de seus ativos financeiros e não financeiros, cujos principais impactos estão 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 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 variação no valor justo do instrumento derivativo, que considera projeções futuras de taxa cambial e juros, e as liquidações semestrais do “swap” foram suficientes para compensar a exposição à variação cambial do principal da dívida, gerando um ganho líquido de R\$4 milhões no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2020. 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;
- 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;
- 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; e

- A Companhia vem estabelecendo negociações com os seus clientes e fornecedores de energia elétrica visando preservar sua liquidez no período da crise.

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 30 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.

Em 1º de junho de 2021, a Administração da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

### **2.2 Bases de mensuração**

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas, conforme detalhado na nota explicativa nº 27.

### **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 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.

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 financeiro, sendo reclassificados para o Imobilizado para fins das demonstrações contábeis regulatórias. Os valores correspondentes à depreciação nas demonstrações contábeis regulatórias são reconhecidos, nas demonstrações financeiras societárias, como redutores da receita operacional.

### *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 e investimentos em consórcio, 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, limitadas 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. 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 intangível e do ativo financeiro.

*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 comercialização, geração, transmissão e atividade não vinculada em conformidade ao previsto no Manual de Contabilidade do Setor de Energia Elétrica.

Nas demonstrações contábeis societárias os segmentos apresentados são os de geração e transmissão, e refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados.

### 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
<b>GERAÇÃO</b>			
<b>Usinas hidrelétricas</b>			
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 (5)	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
Cajuru, Gafanhoto e Martins	Cemig Geração Oeste	16/2016	01/2046
<b>Usinas Termelétricas</b>			
Igarapé (2)	Cemig GT	07/1997	08/2024
<b>Usinas Eólicas</b>			
Central Geradora Eólica Praias de Parajuru (3)	Parajuru	Resolução 526/2002	09/2032
Central Geradora Eólica Volta do Rio (3)	Volta do Rio	Resolução 660/2001	01/2031
<b>TRANSMISSÃO</b>			
Rede Básica (4)	Cemig GT	006/1997	01/2043
Subestação – SE Itajubá (4)	Cemig GT	79/2000	10/2030

- 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.
- Em 06 de dezembro de 2019, a Aneel suspendeu, por meio de Despacho, a operação comercial da Usina de Igarapé, mediante pleito da Companhia pela extinção antecipada da concessão desta Usina, levando à baixa do ativo nos registros contábeis desta controlada. Em fevereiro de 2021, a concessão referente à UTE Igarapé foi extinta pelo Ministério de Minas e Energia - MME, em face ao requerimento de rescisão apresentado pela Companhia.
- Referem-se a concessões, mediante autorização, de geração de energia eólica na modalidade de produção independente, comercializada no âmbito do Proinfa.
- Referem-se a contratos de concessão de transmissão de energia.
- 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 2020	Valor presente em 2020	Período de Vigência da concessão	Índice de atualização
Irapé	38.114	18.478	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	9.319	4.984	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 será realizado em conformidade à regulamentação. A concessão da Usina de Salto Morais foi encerrada em julho de 2020, de acordo com o contrato firmado com o Órgão Regulador, mas continuou sendo operada pela Companhia, considerando que sua potência é inferior a 5MW e não é 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 2020, 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 2020	Valor nominal do montante a ser pago em 12 meses	Valor presente do montante a ser pago em 12 meses
Irapé	100,00	2.198	2.618	2.463
Queimado (Consórcio)	82,50	631	712	732

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, 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.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício de 2020 e 2019 estão apresentados nas tabelas a seguir:

	2020			
	Geração	Transmissão	Não vinculada	Total
<b>RECEITA</b>	<b>6.684.731</b>	<b>1.210.196</b>	-	<b>7.894.927</b>
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
<b>Tributos</b>	<b>(1.097.068)</b>	<b>(99.438)</b>	-	<b>(1.196.506)</b>
ICMS	(521.561)	(7)	-	(521.568)
PLS/Pasep	(102.654)	(17.734)	-	(120.388)
Cofins	(472.836)	(81.683)	-	(554.519)
ISS	(17)	(14)	-	(31)
<b>Encargos</b>	<b>(77.725)</b>	<b>(283.653)</b>	-	<b>(361.378)</b>
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)
<b>Receita líquida</b>	<b>5.509.938</b>	<b>827.105</b>	-	<b>6.337.043</b>
<b>Custos não gerenciáveis</b>	<b>(4.052.204)</b>	-	-	<b>(4.052.204)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(3.905.833)	-	-	(3.905.833)
Encargo de transmissão e conexão	(146.371)	-	-	(146.371)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>1.457.734</b>	<b>827.105</b>	-	<b>2.284.839</b>
<b>Custos gerenciáveis</b>	<b>(322.609)</b>	<b>(372.537)</b>	<b>(155.415)</b>	<b>(850.561)</b>
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)
Outras receitas operacionais	-	-	104.240	104.240
<b>Resultado da atividade</b>	<b>1.135.125</b>	<b>454.568</b>	<b>(155.415)</b>	<b>1.434.278</b>

	2019			Total
	Geração	Transmissão	Não vinculada	
<b>RECEITA</b>	<b>6.694.857</b>	<b>1.044.978</b>	-	<b>7.739.835</b>
Fornecimento de energia elétrica	3.828.143	-	-	3.828.143
Suprimento de energia elétrica	2.473.047	-	-	2.473.047
Energia elétrica de curto prazo	393.667	-	-	393.667
Disponibilização do sistema de transmissão	-	1.044.978	-	1.044.978
<b>Tributos</b>	<b>(1.158.458)</b>	<b>(93.589)</b>	-	<b>(1.252.047)</b>
ICMS	(569.710)	(528)	-	(570.238)
PIS/Pasep	(105.014)	(16.597)	-	(121.611)
Cofins	(483.700)	(76.448)	-	(560.148)
ISS	(34)	(16)	-	(50)
<b>Encargos</b>	<b>(68.965)</b>	<b>(296.471)</b>	-	<b>(365.436)</b>
Pesquisa e desenvolvimento – P & D	(18.875)	(6.792)	-	(25.667)
Reserva geral de reversão – RGR	(13.840)	-	-	(13.840)
Conta de desenvolvimento econômico – CDE	-	(235.037)	-	(235.037)
Compensação financ. utiliz. recursos hídricos – CFURH	(30.349)	-	-	(30.349)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica – TFSEE	(5.901)	(2.600)	-	(8.501)
Outros encargos	-	(52.042)	-	(52.042)
<b>Receita líquida</b>	<b>5.467.434</b>	<b>654.918</b>	-	<b>6.122.352</b>
<b>Custos não gerenciáveis</b>	<b>(3.920.163)</b>	-	-	<b>(3.920.163)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(3.780.346)	-	-	(3.780.346)
Encargo de transmissão e conexão	(137.186)	-	-	(137.186)
Matéria-prima e insumos p/ produção energia elétrica	(2.631)	-	-	(2.631)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>1.547.271</b>	<b>654.918</b>	-	<b>2.202.189</b>
<b>Custos gerenciáveis</b>	<b>(1.246.406)</b>	<b>(477.521)</b>	<b>162.310</b>	<b>(1.561.617)</b>
Pessoal e administradores	(146.170)	(174.108)	(132.214)	(452.492)
Material	(5.100)	(5.939)	(2.034)	(13.073)
Serviços de terceiros	(52.306)	(43.255)	(33.367)	(128.928)
Arrendamento e aluguéis	(9.710)	(11.430)	(3.939)	(25.079)
Seguros	(1.795)	(1.702)	(1.199)	(4.696)
Doações, contribuições e subvenções	(2.614)	(3.008)	(2.150)	(7.772)
Provisões	(787.710)	(120.886)	(171.430)	(1.080.026)
Provisões para perdas na alienação de bens e direitos	(71.841)	(8.757)	-	(80.598)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(13.298)	(13.298)
Obrigações derivadas de contratos de investimentos	(32.088)	-	-	(32.088)
(-) Recuperação de despesas	241	277	1.480	1.998
Tributos	(613)	(534)	(401)	(1.548)
Depreciação e amortização	(128.235)	(142.042)	(2.237)	(272.514)
Gastos diversos	(8.465)	(4.130)	(6.400)	(18.995)
Receita de indenização da transmissão	-	37.993	-	37.993
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins	-	-	397.301	397.301
Outras receitas operacionais	-	-	132.198	132.198
<b>Resultado da atividade</b>	<b>300.865</b>	<b>177.397</b>	<b>162.310</b>	<b>640.572</b>

## 5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2020	2019
Contas bancárias	1.118	2.503
Aplicações financeiras:		
Certificados de Depósitos Bancários (CDB) (1)	244.469	127.419
Overnight (2)	45.408	6.286
	<b>289.877</b>	<b>133.705</b>
	<b>290.995</b>	<b>136.208</b>

- (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 80,00% a 107,00% em 31 de dezembro de 2020 (65,00% a 103,00% em 31 de dezembro de 2019) 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 1,89% a.a. em 31 de dezembro de 2020 (4,39% a.a. em 31 de dezembro de 2019) 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

	2020	2019
<b>Circulante</b>		
Certificados de Depósitos Bancários (CDB) (1)	144.501	-
Letras financeiras (LFs) – Bancos (2)	549.412	111.308
Letras financeiras do Tesouro (LFTs) (3)	193.636	16.250
Debêntures (4)	1.580	541
Fundos vinculados	18.351	11.020
Outros	542	76
	<b>908.022</b>	<b>139.195</b>
<b>Não circulante</b>		
Letras financeiras (LFs) – Bancos (2)	193.360	-
Debêntures (4)	6.568	315
	<b>199.928</b>	<b>315</b>
	<b>1.107.950</b>	<b>139.510</b>

- (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 variam entre 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 99,50% a 130,00% do CDI em 31 de dezembro de 2020 (101,95% a 113,00% em 31 de dezembro 2019).
- (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 variam entre 1,86% a 1,90% a.a. em 31 de dezembro 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 2020 (108,25% a 113,00% do CDI em 31 de dezembro de 2019).

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 2020	Total 2019
	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			
<b>Fornecimento de energia</b>	<b>311.691</b>	-	<b>10.539</b>	<b>4.911</b>	<b>10.350</b>	<b>8.641</b>	<b>(11.008)</b>	<b>2.803</b>	<b>11.168</b>	<b>927</b>	<b>7.262</b>	<b>(7.246)</b>	<b>350.038</b>	<b>341.516</b>
Industrial	18.885	-	11.261	3.662	10.187	8.641	(11.008)	982	3.393	877	7.258	(7.246)	46.892	19.579
Comercial	12.170	-	9.098	1.249	163	-	-	1.821	7.775	50	4	-	32.330	35.717
Rural	-	-	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	-
Fornecimento não faturado	280.636	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	280.636	294.000
Arrecadação processo de classificação	-	-	(9.848)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.848)	(7.780)
<b>Suprimento de energia e uso da rede</b>	<b>347.140</b>	-	<b>189.909</b>	<b>1.961</b>	<b>717</b>	<b>5.519</b>	-	<b>16.151</b>	-	<b>82</b>	<b>1</b>	-	<b>561.480</b>	<b>667.270</b>
Suprimento energia moeda nacional	5.189	-	189.909	-	717	183	-	16.151	-	82	1	-	212.232	400.325
Suprimento/encargo rede não faturado	329.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	329.760	251.554
Arrecadação proc. classif. suprimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.945)
Encargos uso rede	12.191	-	-	1.961	-	5.336	-	-	-	-	-	-	19.488	18.336
<b>Total</b>	<b>658.831</b>	-	<b>200.448</b>	<b>6.872</b>	<b>11.067</b>	<b>14.160</b>	<b>(11.008)</b>	<b>18.954</b>	<b>11.168</b>	<b>1.009</b>	<b>7.263</b>	<b>(7.246)</b>	<b>911.518</b>	<b>1.008.786</b>

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:

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>24.486</b>
Constituição de provisão	7.576
Baixa	(14.461)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>17.601</b>
Constituição de provisão	1.198
Baixa	(545)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>18.254</b>

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

	2020	2019
<b>Circulante</b>		
ICMS a recuperar	6.809	17.294
Cofins (a)	256.627	3.196
PIS/Pasep (a)	55.893	867
INSS	14.698	15.041
Outros	4.991	7.302
	<b>339.018</b>	<b>43.700</b>
<b>Não circulante</b>		
ICMS a recuperar (b)	23.851	21.914
Cofins	-	514.351
PIS/Pasep	-	111.669
	<b>23.851</b>	<b>647.934</b>
	<b>362.869</b>	<b>691.634</b>

### 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 desta 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.

Dessa forma, encontram-se registrados 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 favor da Companhia em 2019.

A Companhia está recuperando os créditos tributários por meio de compensação do saldo a receber com os valores a pagar, mensalmente, dentro do prazo prescricional de 5 anos, tendo iniciado as compensações no mês de maio de 2020.

Em 13 de maio de 2021, o Supremo Tribunal Federal 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, resguardando o direito à restituição dos valores daqueles que ingressaram com ações até 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, no ponto relativo ao ICMS excluído da base de cálculo das contribuições PIS/Pasep e Cofins, prevaleceu o entendimento de que se trata do ICMS destacado (e não somente o recolhido), conforme critério de registro adotado pela Companhia.

Diante disso, a Companhia possui registrado no ativo circulante o valor dos créditos cuja expectativa de compensação não ultrapassa o prazo de 12 meses, nos montantes de R\$54.992 e R\$253.297 para PIS/Pasep e Cofins, respectivamente, com atualização pela SELIC até a data da sua efetiva compensação.

Esses créditos tributários são atualizados pela Selic até a sua compensação, sendo o efeito líquido no resultado financeiro, em 31 de dezembro de 2020, de R\$11.019, conforme nota explicativa nº 25.

Até 31 de dezembro de 2020, foram compensados créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS com tributos federais a pagar no valor de R\$328.750.

#### **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.

	2020	2019
<b>Circulante</b>		
Imposto de renda	340.293	238.261
Contribuição social	124.953	124.788
	<b>465.246</b>	<b>363.049</b>

## 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:

	2020	2019
<b>ATIVO</b>		
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	284.526	-
Obrigações pós-emprego	459.381	444.411
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.206	5.984
Concessão onerosa	9.707	8.194
Provisões	598.490	596.485
Outros	12.591	20.490
	<b>1.370.901</b>	<b>1.075.564</b>
<b>PASSIVO</b>		
Base de remuneração regulatória - BRR	(157.441)	(101.041)
Ativo financeiro custo de capital próprio	(154.656)	(153.421)
Realização ativo financeiro (1)	-	207.668
Custo aquisição participações societárias	(138.247)	(146.852)
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	(1.002.636)	(574.921)
Outros	(7.187)	(11.297)
	<b>(1.460.167)</b>	<b>(779.864)</b>
<b>Total do ativo (passivo) líquido</b>	<b>(89.266)</b>	<b>295.700</b>

(1) A baixa da Realização Ativo Financeiro diferida refere-se, principalmente, aos efeitos da Portaria 120/2016 já reconhecidos na Base de Remuneração Regulatória – BRR.

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

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>171.224</b>
Efeitos alocados ao resultado	10.642
Efeitos alocados às demonstrações de resultados abrangentes	113.834
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>295.700</b>
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)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>(89.266)</b>

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 2020, conforme abaixo:

2021	226.242
2022	277.835
2023	209.962
2024	253.595
2025 a 2027	262.381
2028 a 2030	140.886
	<b>1.370.901</b>

## 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:

	2020	2019
<b>Resultado antes do imposto de renda e contribuição social</b>	<b>917.898</b>	<b>1.335.293</b>
Imposto de renda e contribuição social – despesa nominal esperada	(312.085)	(454.000)
Efeitos fiscais incidentes sobre:		
Juros sobre o capital próprio	76.568	91.800
Incentivos fiscais	-	10.025
Resultado de equivalência patrimonial	110.027	165.087
Ajuste de diferenças de práticas contábeis	5.460	97.368
Multas indedutíveis	(2.583)	(26.260)
Contribuições e doações indedutíveis	(55)	(2.642)
PECLD com partes relacionadas		(233.931)
Outros	(118)	955
<b>Imposto de renda e contribuição social – despesa efetiva</b>	<b>(122.786)</b>	<b>(351.598)</b>
Imposto corrente	4.747	(362.240)
Imposto diferido	(127.533)	10.642
	<b>(122.786)</b>	<b>(351.598)</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>13,37%</b>	<b>26,33%</b>

## 11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	2020	2019
Trabalhistas	25.075	31.477
Fiscais		
Imposto de renda sobre juros sobre capital próprio (JCP)	16.157	15.910
PIS/Pasep e Cofins (1)	-	195.409
IR/INSS - Indenização do anuênio (2)	67.371	66.483
IPTU	12.850	11.421
CSLL (3)	18.062	18.062
Outros	3.332	2.357
	<b>117.772</b>	<b>309.642</b>
Outros		
Bloqueio judicial	1.325	942
Regulatórios	2.931	3.002
Outros	4.735	4.988
	<b>8.991</b>	<b>8.932</b>
	<b>151.838</b>	<b>350.051</b>

(1) Refere-se aos depósitos judiciais relacionados ao questionamento sobre a constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo dessas contribuições, cujo levantamento pelo montante atualizado de R\$196.969 foi efetuado em 13 de fevereiro de 2020. Maiores detalhes na nota explicativa nº 8a.

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

(3) 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

	2020	2019
<b>Coligadas</b>		
Madeira Energia (usina Santo Antônio)	209.374	166.617
FIP Melbourne (usina Santo Antônio)	157.476	384.809
<b>Controladas em conjunto</b>		
Hidrelétrica Cachoeirão	53.215	53.728
Guanhães Energia	131.391	131.076
Hidrelétrica Pipoca	35.552	30.730
Lightger	51.805	46.487
Baguari Energia	159.029	157.499
Aliança Norte (usina Belo Monte)	631.227	671.166
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	965.255	1.027.860
Aliança Geração	1.166.240	1.191.550
Retiro Baixo	195.235	180.043
<b>Controladas</b>		
Cemig Baguari	55	19
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.411.668	1.367.447
Cemig Geração Salto Grande S.A.	442.781	433.619
Cemig Geração Itutinga S.A.	175.289	179.161
Cemig Geração Camargos S.A.	140.348	132.784
Cemig Geração Sul S.A.	169.811	175.081
Cemig Geração Leste S.A.	124.495	124.169
Cemig Geração Oeste S.A.	82.300	71.078
Rosal Energia S.A.	127.020	127.994
Sá Carvalho S.A.	115.486	123.929
Horizontes Energia S.A.	55.461	57.397
Cemig PCH S.A.	89.898	97.731
Cemig Geração Poço Fundo S.A.	3.801	3.638
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	56.838	28.263
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. (1)	-	3.359
Cemig Trading S.A.	30.315	31.027
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	161.061	149.260
Central Eólica Volta do Rio S.A.	245.436	124.507
<b>Total do investimento</b>	<b>7.187.862</b>	<b>7.272.028</b>
Usina Hidrelétrica Itaocara – Passivo a descoberto (2)	<b>(29.615)</b>	<b>(21.810)</b>
	<b>7.158.247</b>	<b>7.250.218</b>

- (1) 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.
- (2) Em 31 de dezembro de 2019, a controlada em conjunto Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. apresentou patrimônio líquido negativo. Consequentemente, 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 2020 alcançou o montante de R\$29.615 (R\$21.810 em 31 de dezembro de 2019). A perda está apresentada no Balanço Patrimonial como Outras obrigações.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Administração da Companhia analisou se o choque econômico causado pela pandemia do Covid-19 (nota explicativa 1.c) poderia trazer indicativos de possível desvalorização de ativos, em conformidade ao previsto no IAS 36/ CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável 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 nenhuma alteração, não sendo observadas perdas no valor recuperável dos seus investimentos. Dessa forma, valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, até o momento, não houve necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável na Companhia em razão do atual cenário econômico.

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 que vem 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:

	31/12/2018	Amortização	Impairment	31/12/2019	Amortização	Impairment	31/12/2020
Retiro Baixo	31.966	(1.390)	-	30.576	(1.390)	-	29.186
Central Eólica Praias de Parajuru	66.286	(6.214)	-	60.072	(6.214)	-	53.858
Central Eólica Volta do Rio (1)	95.819	(7.529)	(21.684)	66.606	(6.448)	13.825	73.983
Madeira Energia (Usina Santo Antônio)	18.000	(737)	-	17.263	(737)	-	16.526
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	52.575	(1.972)	-	50.603	(1.971)	-	48.632
	<b>264.646</b>	<b>(17.842)</b>	<b>(21.684)</b>	<b>225.120</b>	<b>(16.760)</b>	<b>13.825</b>	<b>222.185</b>

(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.

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

	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
<b>Total do Investimento</b>	<b>7.272.028</b>	<b>362.947</b>	<b>150.637</b>	<b>(609.046)</b>	<b>11.296</b>	<b>7.187.862</b>
Itaocara – provisão para perdas	<b>(21.810)</b>	<b>(8.994)</b>	<b>1.189</b>	-	-	<b>(29.615)</b>
<b>Total</b>	<b>7.250.218</b>	<b>353.953</b>	<b>151.826</b>	<b>(609.046)</b>	<b>11.296</b>	<b>7.158.247</b>

- (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.

	Saldo em 31/12/2018	Equivalência Patrimonial	Aportes	Dividendos	Outros	Saldo em 31/12/2019
Hidrelétrica Cachoeirão	49.213	10.473	-	(5.958)	-	53.728
Guanhães Energia	111.838	(528)	19.766	-	-	131.076
Hidrelétrica Pipoca	30.629	4.475	-	(4.374)	-	30.730
Madeira Energia (usina de Santo Antônio)	270.090	(103.473)	-	-	-	166.617
FIP Melbourne (usina Santo Antônio)	470.022	(85.213)	-	-	-	384.809
Baguari Energia	162.224	22.401	-	(27.126)	-	157.499
Central Eólica Praias Parajuru	145.880	3.392	-	(12)	-	149.260
Central Eólica Volta do Rio (1)	180.976	(34.785)	-	-	(21.684)	124.507
Lightger	42.191	7.287	-	(2.991)	-	46.487
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	1.012.636	15.097	127	-	-	1.027.860
Aliança Norte (usina Belo Monte)	663.755	6.458	953	-	-	671.166
Aliança Geração	1.216.860	77.723	-	(103.033)	-	1.191.550
Retiro Baixo	170.720	12.659	-	(3.336)	-	180.043
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	5.130	(50.027)	23.087	-	21.810	-
Cemig Baguari	36	(17)	-	-	-	19
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.355.065	169.890	-	(157.508)	-	1.367.447
Cemig Geração Salto Grande S.A.	427.384	64.894	-	(58.659)	-	433.619
Cemig Geração Itutinga S.A.	174.089	37.522	-	(32.450)	-	179.161
Cemig Geração Camargos S.A.	128.214	31.712	-	(27.142)	-	132.784
Cemig Geração Sul S.A.	172.230	36.310	-	(33.459)	-	175.081
Cemig Geração Leste S.A.	118.053	29.320	-	(23.204)	-	124.169
Cemig Geração Oeste S.A.	68.328	16.924	-	(14.174)	-	71.078
Rosal Energia S.A.	124.897	24.540	-	(21.443)	-	127.994
Sá Carvalho S.A.	94.447	50.822	-	(21.340)	-	123.929
Horizontes Energia S.A.	54.953	18.510	-	(16.066)	-	57.397
Cemig PCH S.A.	92.987	19.373	-	(14.629)	-	97.731
Cemig Geração Poço Fundo S.A. (2)	18.406	1.460	-	(728)	(15.500)	3.638
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	26.755	55.083	-	(53.575)	-	28.263
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A.	2.841	1.582	-	(1.064)	-	3.359
Cemig Trading S.A.	28.135	59.144	-	(56.252)	-	31.027
<b>Total do Investimento</b>	<b>7.418.984</b>	<b>503.008</b>	<b>43.933</b>	<b>(678.523)</b>	<b>(15.734)</b>	<b>7.272.028</b>
Itaocara – provisão para perdas	-	-	-	-	(21.810)	(21.810)
<b>Total</b>	<b>7.418.984</b>	<b>503.008</b>	<b>43.933</b>	<b>(678.523)</b>	<b>(37.184)</b>	<b>7.250.218</b>

(1) Em virtude de resultado de análise dos indicativos e realização do teste de *impairment*, a Companhia reconheceu provisão para perda de parte do valor residual da mais valia do investimento na Central Eólica Volta do Rio, de forma a limitar o seu saldo ao valor mínimo do excedente dos benefícios econômicos futuros decorrentes da utilização do ativo imobilizado líquido dessa investida em 31/12/2019.

(2) A movimentação apresentada na coluna “Outros” refere-se à redução do capital social da investida Cemig Geração Poço Fundo S.A., aprovada em Assembleia Geral Extraordinária – AGE realizada em 11 de fevereiro de 2019, com efeitos a partir de 20 de abril de 2019, conforme estabelecido pela Lei 6.404/1976.

A movimentação dos dividendos a receber está demonstrada a seguir:

	2020	2019
Saldo inicial	112.337	98.842
Proposta de dividendos feitos pelas investidas	609.046	678.523
Recebimentos	(603.979)	(665.028)
<b>Saldo final</b>	<b>117.404</b>	<b>112.337</b>

c) As principais informações sobre as 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 2020			Em 31 de dezembro de 2019		
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido
<b>Coligadas</b>							
Madeira Energia (Usina Santo Antônio)	12.034.025.147	15,51	10.619.786	2.259.093	15,51	10.619.786	3.704.760
<b>Controladas em conjunto</b>							
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	108.602	49,00	35.000	109.649
Guanhães Energia	548.626.000	49,00	548.626	268.144	49,00	548.626	267.503
Hidrelétrica Pipoca	41.360.000	49,00	41.360	72.554	49,00	41.360	62.715
Baguari Energia (1)	26.157.300.278	69,39	186.573	229.189	69,39	186.573	226.984
Lightger	79.078.937	49,00	79.232	105.724	49,00	79.232	94.871
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	41.923.360.811	49,00	1.209.043	1.188.963	49,00	1.208.071	1.266.453
Amazônia Energia (Usina Belo Monte) (1)	1.322.697.723	74,50	1.322.698	1.295.644	74,50	1.322.598	1.379.678
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	324.810	49,90	225.350	299.532
Renova (1) (2)	41.719.724	36,23	2.960.776	(1.107.637)	36,23	2.960.776	(1.130.428)
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	71.708.500	49,00	71.709	(60.438)	49,00	69.283	(44.510)
<b>Controladas</b>							
Cemig Baguari	356.000	100,00	356	55	100,00	306	19
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.291.423.369	100,00	1.291.423	1.411.668	100,00	1.291.423	1.367.447
Cemig Geração Salto Grande S.A.	405.267.607	100,00	405.268	442.781	100,00	405.268	433.619
Cemig Geração Itutinga S.A.	151.309.332	100,00	151.309	175.289	100,00	151.309	179.161
Cemig Geração Camargos S.A.	113.499.102	100,00	113.499	140.348	100,00	113.499	132.784
Cemig Geração Sul S.A.	148.146.505	100,00	148.147	169.811	100,00	148.147	175.081
Cemig Geração Leste S.A.	100.568.929	100,00	100.569	124.495	100,00	100.569	124.169
Cemig Geração Oeste S.A.	60.595.484	100,00	60.595	82.300	100,00	60.595	71.078
Rosal Energia S.A.	46.944.467	100,00	46.944	127.019	100,00	46.944	127.994
Sá Carvalho S.A.	361.200.000	100,00	36.833	115.486	100,00	36.833	123.929
Horizontes Energia S.A.	39.257.563	100,00	39.258	55.461	100,00	39.258	57.397
Cemig PCH S.A.	45.952.000	100,00	45.952	89.898	100,00	45.952	97.731
Cemig Geração Poço Fundo S.A.. (3)	1.402.000	100,00	1.402	3.801	100,00	1.402	3.638
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	486.000	100,00	486	56.838	100,00	486	28.263
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A.	-	-	-	-	100,00	1.000	3.359
Cemig Trading S.A.	1.000.000	100,00	1.000	30.315	100,00	1.000	31.027
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	70.560.000	100,00	70.560	107.204	100,00	71.835	89.188
Central Eólica Volta do Rio S.A. (2)	117.230.000	100,00	117.230	171.453	100,00	138.867	57.901

(1) Controle compartilhado por acordo de acionistas;

(2) Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia reduziu a zero o saldo do investimento nesta investida em virtude da apresentação, naquela data, de patrimônio líquido negativo. A Renova revisou o saldo do seu investimento na controlada em conjunto Brasil PCH e reconheceu em suas demonstrações financeiras societárias ajustes relacionados à equivalência patrimonial referentes ao exercício de 2018, o que gerou a reapresentação dos saldos de 31 de dezembro de 2019. Em 05 de maio de 2021, o Conselho de Administração da Renova aprovou a homologação do aumento de seu capital social para R\$3.295.178, dividido em 100.142.466 ações, sendo 50.854.986 ações ordinárias e 49.287.480 ações preferenciais. Como a Companhia não acompanhou o referido aumento de capital, a sua participação passou a ser de 29,72% no capital votante e de 15,09% no capital total.

(3) 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.

Os saldos integrais das coligadas e controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2020 e 2019, são como segue:

2020	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca	Lightger
<b>Ativo</b>						
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
<b>Total do ativo</b>	<b>110.257</b>	<b>272.029</b>	<b>417.887</b>	<b>22.315.129</b>	<b>109.756</b>	<b>232.445</b>
<b>Passivo</b>						
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
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>110.257</b>	<b>272.029</b>	<b>417.887</b>	<b>22.315.129</b>	<b>109.756</b>	<b>232.445</b>
<b>Demonstração do resultado</b>						
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)
<b>Lucro bruto</b>	<b>19.192</b>	<b>43.403</b>	<b>12.835</b>	<b>480.439</b>	<b>27.254</b>	<b>42.861</b>
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)
<b>Resultado operacional</b>	<b>20.208</b>	<b>49.773</b>	<b>2.961</b>	<b>(1.455.423)</b>	<b>24.566</b>	<b>27.392</b>
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	-
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	<b>(1.432)</b>	<b>(16.899)</b>	<b>(1.567)</b>	<b>9.756</b>	<b>(1.535)</b>	<b>(2.430)</b>
	<b>18.776</b>	<b>32.874</b>	<b>1.394</b>	<b>(1.445.667)</b>	<b>23.031</b>	<b>24.962</b>
<b>Resultado abrangente do exercício</b>						
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>18.776</b>	<b>32.874</b>	<b>1.394</b>	<b>(1.445.667)</b>	<b>23.031</b>	<b>24.962</b>

2020	Amazônia Energia	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
<b>Ativo</b>					
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
<b>Total do ativo</b>	<b>1.296.201</b>	<b>418.326</b>	<b>3.266.457</b>	<b>1.189.185</b>	<b>13.078</b>
<b>Passivo</b>					
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)
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>1.296.201</b>	<b>418.326</b>	<b>3.266.457</b>	<b>1.189.185</b>	<b>13.078</b>
<b>Demonstração do resultado</b>					
Receita líquida de vendas	-	73.240	1.042.130	-	-
Custos operacionais	(173)	(29.230)	(580.208)	-	(12.990)
Depreciação	-	(10.526)	(153.517)	-	(44)
<b>Lucro bruto</b>	<b>(173)</b>	<b>44.010</b>	<b>461.922</b>	<b>-</b>	<b>(12.990)</b>
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)
<b>Resultado operacional</b>	<b>(174)</b>	<b>36.185</b>	<b>381.023</b>	<b>(950)</b>	<b>(18.356)</b>
Resultado de equivalência patrimonial	(84.060)	-	-	(77.435)	-
Imposto de renda e contribuição social	-	(3.034)	(126.735)	-	-
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	<b>(84.234)</b>	<b>33.151</b>	<b>254.288</b>	<b>(78.385)</b>	<b>(18.356)</b>
<b>Resultado abrangente do exercício</b>					
Lucro líquido (prejuízo) do Exercício	(84.234)	33.151	254.288	(78.385)	(18.356)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>(84.234)</b>	<b>33.151</b>	<b>254.288</b>	<b>(78.385)</b>	<b>(18.356)</b>

2019	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca	Lightger
<b>Ativo</b>						
Circulante	34.631	59.577	1.195	749.937	10.542	86.758
Caixa e equivalentes de caixa	30.341	8.827	422	77.538	2.395	69.419
Não circulante	82.183	187.511	267.384	21.679.635	89.940	124.500
<b>Total do ativo</b>	<b>116.814</b>	<b>247.088</b>	<b>268.579</b>	<b>22.429.572</b>	<b>100.482</b>	<b>211.258</b>
<b>Passivo</b>						
Circulante	7.165	15.571	1.062	1.176.997	11.196	53.373
Empréstimos e financiamentos	-	-	484	73.428	6.581	8.619
Não circulante	-	4.533	14	17.547.815	26.571	63.014
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	10.924.960	26.454	63.014
Patrimônio líquido	109.649	226.984	267.503	3.704.760	62.715	94.871
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>116.814</b>	<b>247.088</b>	<b>268.579</b>	<b>22.429.572</b>	<b>100.482</b>	<b>211.258</b>
<b>Demonstração do resultado</b>						
Receita líquida de vendas	37.844	68.433	-	3.197.523	30.260	49.979
Custos operacionais	(16.832)	(23.132)	(1.502)	(2.508.203)	(14.575)	(27.227)
Depreciação	(2.773)	(8.868)	(10)	-	(3.143)	(10.584)
<b>Lucro bruto</b>	<b>21.012</b>	<b>45.301</b>	<b>(1.502)</b>	<b>689.320</b>	<b>15.685</b>	<b>22.752</b>
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	(98.771)	(66)	(1.531)
Receita financeira	1.483	4.232	360	131.422	395	3.982
Despesa financeira	(13)	(669)	(42)	(1.683.378)	(3.629)	(7.411)
<b>Resultado operacional</b>	<b>22.482</b>	<b>48.864</b>	<b>(1.184)</b>	<b>(961.407)</b>	<b>12.385</b>	<b>17.792</b>
Imposto de renda e contribuição social	(1.775)	(16.581)	(10)	9.574	(928)	(2.942)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	<b>20.707</b>	<b>32.283</b>	<b>(1.194)</b>	<b>(951.833)</b>	<b>11.457</b>	<b>14.850</b>
<b>Resultado abrangente do exercício</b>						
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	20.707	32.283	(1.194)	(951.833)	11.457	14.850
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>20.707</b>	<b>32.283</b>	<b>(1.194)</b>	<b>(951.833)</b>	<b>11.457</b>	<b>14.850</b>

2019	Amazônia Energia	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
<b>Ativo</b>					
Circulante	81	68.182	831.517	1.155	2.783
Caixa e equivalentes de caixa	67	55.676	394.567	1.113	2.657
Não circulante	1.380.150	342.954	2.266.077	1.266.023	18.997
<b>Total do ativo</b>	<b>1.380.231</b>	<b>411.136</b>	<b>3.097.594</b>	<b>1.267.178</b>	<b>21.780</b>
<b>Passivo</b>					
Circulante	553	33.939	595.838	725	56.294
Empréstimos e financiamentos	-	13.703	152.305	-	-
Não circulante	-	77.665	643.851	-	9.996
Empréstimos e financiamentos	-	68.468	68.518	-	-
Patrimônio líquido (negativo)	1.379.678	299.532	1.857.905	1.266.453	(44.510)
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>1.380.231</b>	<b>411.136</b>	<b>3.097.594</b>	<b>1.267.178</b>	<b>21.780</b>
<b>Demonstração do resultado</b>					
Receita líquida de vendas	-	70.341	1.015.746	-	-
Custos operacionais	(199)	(30.119)	(629.653)	-	(102.347)
Depreciação	-	(8.841)	(122.102)	-	(126)
<b>Lucro bruto</b>	<b>(199)</b>	<b>40.222</b>	<b>386.093</b>	<b>-</b>	<b>(102.347)</b>
Despesas gerais e administrativas	(16)	(3.582)	(29.607)	(1.717)	-
Receita financeira	1	2.989	34.172	57	256
Despesa financeira	(1)	(8.174)	(68.912)	(3)	(5)
<b>Resultado operacional</b>	<b>(215)</b>	<b>31.455</b>	<b>321.746</b>	<b>(1.663)</b>	<b>(102.096)</b>
Resultado de equivalência patrimonial	20.481	-	12.264	18.867	-
Imposto de renda e contribuição social	-	(3.301)	(109.048)	-	-
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	<b>20.266</b>	<b>28.154</b>	<b>228.962</b>	<b>17.204</b>	<b>(102.096)</b>
<b>Resultado abrangente do exercício</b>					
Lucro líquido (prejuízo) do Exercício	20.266	28.154	228.962	17.204	(102.096)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>20.266</b>	<b>28.154</b>	<b>228.962</b>	<b>17.204</b>	<b>(102.096)</b>

## Madeira Energia S.A. (“MESA”) e FIP Melbourne

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, em trecho do Rio Madeira, assim como a condução de todas as atividades necessárias à operação da referida hidrelétrica e de seu sistema de transmissão associado. A MESA tem entre seus acionistas Furnas, Odebrecht Energia, SAAG e a Companhia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a MESA apresentou prejuízo de R\$1.445.667 (R\$951.833 em 31 de dezembro de 2019) e capital circulante líquido negativo no montante de R\$204.792 (R\$427.060 em 31 de dezembro de 2019).

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, de modo que não fique dependente de aportes adicionais dos acionistas.

### Procedimento de arbitragem

Em 2014, a Companhia e a SAAG Investimentos S.A. (SAAG), empresa veículo por meio da qual a Companhia possui participação indireta na MESA, iniciaram procedimento arbitral sigiloso na Câmara de Arbitragem do Mercado questionando: (a) aumento de capital aprovado na MESA parcialmente destinado ao pagamento de pleitos do Consórcio Construtor Santo Antônio (“CCSA”), no valor de aproximadamente R\$678 milhões, com fundamento na falta de apuração dos valores supostamente devidos e de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, como exigem o Estatuto e o Acordo de Acionistas da MESA, bem como na existência de créditos desta contra o CCSA, passíveis de compensação, em montante superior aos pleitos, e (b) contra o ajuste para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*), no valor de R\$678 milhões, referente a determinados créditos da MESA contra o CCSA, com fundamento em que tais créditos, por força de disposição contratual expressa, são devidos em sua totalidade.

A sentença da Câmara de Arbitragem do Mercado reconheceu integralmente o direito da Companhia e da SAAG e determinou a anulação dos atos impugnados. Como reflexo dessa decisão, a MESA reverteu o *impairment* e registrou um ajuste para perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa (PECLD), no valor de R\$678 milhões, nas suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017. Em 31 de dezembro de 2020, a investida confirma sua expectativa com relação a recuperação destes ativos, mantendo a Perda Estimada para Crédito de Liquidação Duvidosa - PECLD no valor de R\$678 milhões.

Para dirimir a questão da responsabilidade do CCSA pelo ressarcimento dos custos de recomposição de lastro e a utilização do limitador contratual, a coligada requereu, perante a International Chamber of Commerce (“ICC”), a instauração de processo arbitral em face do CCSA, que se encontra em andamento. Este processo é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento Arbitral da ICC.

Adicionalmente, a SAAG e a Companhia instauraram Procedimento Arbitral, na qualidade de acionistas da Madeira, visando desconstituir o aumento de capital aprovado em assembleia geral extraordinária ocorrida em 28 de agosto de 2018. Este processo também é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado.

#### **Renova Energia S.A. – Em recuperação judicial (“Renova”)**

Em 31 de dezembro de 2020, a Renova apresentou lucro de R\$22.434 (prejuízo de R\$1.014.058 em 31 de dezembro de 2019), prejuízos acumulados de R\$3.994.187 (R\$4.016.621 em 31 de dezembro de 2019) e patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) de R\$1.107.637 (R\$1.130.428 em 31 de dezembro de 2019). A investida apresentou capital circulante líquido positivo, no montante de R\$272.539 (negativo de R\$2.906.643 em 31 de dezembro de 2019), refletindo os efeitos do plano de recuperação judicial, que permitiu a celebração de acordos para equacionar o passivo do grupo, com a repactuação das taxas de juros e alongamento dos prazos para quitação da dívida.

Em decorrência da apresentação de patrimônio líquido negativo da investida, a Companhia reduziu a zero o saldo contábil de seu investimento na Renova, em 31 de dezembro de 2018, e não foram reconhecidas perdas adicionais, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante esta investida.

Adicionalmente, a Companhia provisionou, em 30 de junho de 2019, uma perda estimada na realização dos créditos decorrentes de contratos de compra e venda de energia e termos de reconhecimento de dívida que possuía junto a esta controlada em conjunto pelo valor integral do saldo a receber, no montante de R\$688 milhões.

#### Recuperação judicial - Renova

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

Em 25 de outubro de 2019, a Companhia concedeu à Renova adiantamento para futuro aumento de capital no valor de R\$5.000 e subseqüentemente, a Cemig (controladora da Companhia) firmou contratos de mútuo com Dívida na Posse (DIP) no valor total de R\$36,5 milhões. Os recursos desses empréstimos, realizados de acordo com normas específicas dos processos de recuperação judicial, foram necessários para custear as despesas de manutenção das atividades da Renova, e foram autorizados pela Segunda Falência do Estado de São Paulo e pelo Juízo da Recuperação Judicial, sendo garantidos por cessão fiduciária de participação societária em empresa detentora de ativos de empreendimento eólico de propriedade da Renova, e também têm prioridade de recebimento em processo de recuperação judicial.

Em 02 de maio de 2020, o Tribunal de Falências e Recuperações Judiciais do Estado de São Paulo proferiu decisão determinando que o empréstimo DIP, no valor total de R\$36,5 milhões, com garantia real, já constituído e registrado, fosse subscrito como aumento de capital na Renova. A Companhia interpôs Embargos de Declaração e, em sessão permanente e virtual da 2ª Câmara Reservada de Direito Empresarial do Tribunal de Justiça de São Paulo, decidiu dar provimento ao recurso. Com isso, as cláusulas do plano de recuperação que tratam dos contratos de empréstimos firmados pela Cemig são mantidas por enquanto.

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 e está devidamente alinhada ao planejamento estratégico traçado para o cumprimento do plano de reestruturação da Renova.

Em 8 de outubro de 2020, o Conselho de Administração da Renova aprovou a aceitação da proposta vinculante apresentada pela Prisma Capital Ltda. para aquisição dos direitos e ativos relacionados ao Complexo Eólico Alto Sertão III – Fase B, na condição de primeiro proponente (“Stalking Horse”) e com direito de preferência na aquisição, sujeito a condições precedentes usuais, incluindo a aprovação na Assembleia Geral de Credores, que ocorreu em 18 de dezembro de 2020. Os recursos obtidos serão destinados ao cumprimento das suas obrigações no Plano de Recuperação Judicial e o reinício das obras do Complexo Eólico Alto Sertão III-Fase A.

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. Na AGC foi exposta a racionalidade econômico-financeira dos dois planos: (i) captação de empréstimo ponte para finalização do parque Alto Sertão III, assinado em 17 de dezembro de 2020, pelo valor de R\$350 milhões na modalidade “*debtor-in-possession*” (“DIP”) pela subsidiária Chipley SP Participações S.A. e coobrigações da Renova e da Renova Participações S.A., a serem destinados especialmente para o retomada das obras do Complexo Eólico Alto Sertão III Fase A; (ii) alienação de ativos, principalmente a participação societária na Brasil PCH, além de projetos de energia eólica em desenvolvimento; (iii) renegociação do prazo de liquidação de passivos, sem alteração de valores apenas de prazos e (iv) conclusão das obras do parque eólico Alto Sertão III Fase A. Nessa linha, os planos descrevem de forma pormenorizada os meios de recuperação, detalham o empréstimo ponte “DIP” e identificam as

Unidades Produtivas Isoladas (UPIs), bem como o procedimento de alienação e a destinação dos recursos.

Com a aprovação do Plano de Recuperação Judicial, os principais efeitos nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020 da Renova foram os seguintes: (i) os investimentos na UPI Brasil PCH, UPI Enerbras, UPI AS III Fase B, UPI Mina de Ouro e outros projetos em desenvolvimento estão apresentados como mantido para venda, no ativo circulante; (ii) os passivos foram atualizados desde a data do pedido de recuperação judicial até 31 de dezembro de 2020, conforme previsto no referido plano; (iii) os passivos com controladores foram atualizados a partir da data da homologação do pedido de recuperação judicial a 100% do CDI; (iii) os juros provisionados no período entre a aprovação do pedido e aprovação do plano foram estornados.

Em 11 de fevereiro de 2021, o PSS Principal Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, gerido pela Prisma Capital Ltda., sagrou-se vencedor do processo competitivo para a alienação da UPI Fase B prevista no Plano de Recuperação Judicial do Grupo Renova, com uma proposta no valor de R\$58.386, 16,77% maior que o valor mínimo previsto no Plano. A Renova e o referido Fundo assinaram, em 02 de março de 2021, o contrato de compra e venda de ações da UPI Fase B, nos termos previstos no Edital da referida UPI e no Plano de Recuperação Judicial do Grupo Renova, sujeito à implementação das condições suspensivas usuais de mercado.

No dia 05 de março de 2021, no contexto da Recuperação Judicial, a Renova recebeu R\$362.465 provenientes do empréstimo na modalidade “debtor-in-possession” (“DIP”) contratado pela sua subsidiária Chipley SP Participações S.A. - em Recuperação Judicial e coobrigações da Renova e da Renova Participações S.A. - em Recuperação Judicial, por meio de uma Cédula de Crédito Bancário estruturada pela Quadra Gestão de Recursos S.A. (“Quadra Capital”) e emitida em favor da QI Sociedade de Crédito Ltda., conforme previsto e autorizado no âmbito do Processo de Recuperação Judicial do Grupo Renova em trâmite perante a 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca de São Paulo/SP. Os recursos obtidos permitirão a retomada das obras para conclusão da implantação e entrada em operação comercial do Complexo Eólico Alto Sertão III Fase A.

Em 06 de abril de 2021, a Renova concluiu a venda e transferiu para a Ventos Altos Energias Renováveis Ltda. a totalidade das ações da controlada indireta Azalea Participações S.A. detentora dos ativos e direitos do Complexo Eólico Alto Sertão III - Fase B objeto da operação.

Adicionalmente, em 06 de maio de 2021, o Conselho de Administração da Renova aprovou a homologação parcial do aumento de capital social no valor de R\$334.398, que corresponde ao valor dos créditos a serem capitalizados nos termos dos planos de recuperação judicial. A Companhia não faz parte do grupo de credores que solicitaram a conversão de seus créditos em capital assim como não acompanhou o referido aumento de capital, passando a participação da Cemig GT na Renova para 29,72% do capital votante e 15,09% do capital total. Essa redução da participação acionária na Renova não impactou o atual controle compartilhado da 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 ajuizada e aprovada em juízo por esta investida não produzirá nenhum impacto adicional em suas demonstrações contábeis regulatórias.

### **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 2020, a NESA apresenta capital circulante líquido negativo de R\$160.351 (R\$3.309.499 em 31 de dezembro de 2019) e ainda despenderá quantias 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 NESA aderiu ao programa do BNDES de apoio à manutenção da capacidade produtiva, emprego e renda, diante do cenário da crise causada pela pandemia Covid-19, obtendo a suspensão do pagamento da Parcela Direta – FINEM de junho a novembro de 2020, e da Parcela Indireta de julho a dezembro de 2020, tendo como contrapartida a não distribuição de dividendos em 2020 acima de 25%. A adesão da investida a esse programa contribuiu significativamente para redução do seu capital circulante líquido negativo em 31 de dezembro de 2020.

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 2020 é de R\$2.407.000 (R\$1.962.000 em 31 de dezembro de 2019).

### **Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos**

*Investidas controladas em conjunto:*

*Norte Energia S.A. (“NESA”) – investimento através 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 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.

### *Renova Energia S.A. (“Renova”)*

Desde 2017, a Renova 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.

Em 11 de abril de 2019, no âmbito da 4ª fase da operação “Descarte”, a Polícia Federal, a Receita Federal e o Ministério Público Federal promoveram a operação “E o Vento Levou”, que resultou em mandado de busca e apreensão na sede da investida Renova em São Paulo, para apurar eventuais contratos superfaturados e sem a devida prestação de serviços mantidos por esta investida em períodos anteriores a 2015. Em 25 de julho de 2019, foi iniciada a 2ª fase da operação.

Os inquéritos policiais da Operação “E o Vento Levou” e da Polícia Civil do Estado de Minas Gerais ainda não foram concluídos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro. Caso venha a ser ajuizada ação criminal em face de agentes que lesaram a investida, a Renova tem a intenção de auxiliar a acusação em eventuais processos criminais e, posteriormente, requerer a reparação civil pelos danos sofridos.

Em razão dessas investigações, concomitantemente, os órgãos de governança da Renova instauraram uma investigação interna, conduzida por empresa independente com o suporte de escritório de advocacia externo, cujo escopo compreendeu a avaliação de eventual existência de irregularidades, incluindo descumprimentos à legislação brasileira relacionada a atos de corrupção e lavagem de dinheiro, ao Código de Ética e às políticas de integridade da Renova. Adicionalmente, foi constituído na Renova um comitê de monitoramento que, em conjunto com o Comitê de Auditoria, acompanharam essa investigação. A investigação interna foi concluída em 20 de fevereiro de 2020 e não foram identificadas provas concretas de atos de corrupção ou de desvios para campanhas políticas.

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

Como resultado da análise acima mencionada, a Renova concluiu que parte desses valores (R\$35 milhões) correspondem a gastos que resultaram em ativos efetivos da investida e, assim, não seria necessário o reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável. O valor restante, de R\$142 milhões, já havia sido lançado contra o resultado em períodos anteriores, não produzindo efeitos nas demonstrações financeiras dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2020.

Em resposta às irregularidades encontradas, e com base nas recomendações do Comitê de monitoramento e de assessores jurídicos, o Conselho de Administração da Renova deliberou tomar todos os atos necessários para preservar os direitos da investida, dar continuidade às medidas visando à obtenção do ressarcimento dos prejuízos causados e reforçar os seus controles internos.

Uma vez que o saldo do investimento mantido na Renova em 31 de dezembro de 2020 é zero e que não foram assumidas, pela Companhia, obrigações contratuais ou construtivas perante a controlada em conjunto, não são esperados que efeitos resultantes do processo de recuperação judicial, das investigações e das atividades operacionais dessa investida possam impactar significativamente as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, mesmo que eventualmente ainda não tenham sido registrados pela controlada em conjunto.

#### *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, em 11 de abril de 2019, agentes da Polícia Federal estiveram na sede da Companhia para cumprir um mandato de busca e apreensão expedido pela Justiça Federal de São Paulo, em conexão com a operação intitulada “E o Vento Levou”, conforme descrito anteriormente.

Esses procedimentos estão sendo realizados por meio da análise de documentos solicitados pelas autoridades públicas e por oitivas de testemunhas.

#### *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 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 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 foram prorrogados em fevereiro de 2021 por um período adicional de seis meses. A Companhia tem atendido às solicitações e pretende continuar contribuindo com a SEC e o DoJ.

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.

Em 2020, a Companhia iniciou procedimentos internos para apuração de 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, cujo processo de investigação está sendo conduzido por um novo Comitê Especial de Investigação – CEI, com o apoio de assessoria especializada.

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 %	2020			2019
		Bruto	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Geração</b>	3,04	<b>4.130.247</b>	<b>(2.489.215)</b>	<b>1.641.032</b>	<b>1.715.150</b>
Custo histórico		4.130.247	(2.489.215)	1.641.032	1.715.150
<b>Transmissão</b>	2,73	<b>6.444.887</b>	<b>(4.780.948)</b>	<b>1.663.939</b>	<b>1.406.424</b>
Custo histórico		2.218.550	(1.011.212)	1.207.338	1.109.639
Reavaliação		4.226.337	(3.769.736)	456.601	296.785
<b>Administração</b>	5,71	<b>77.676</b>	<b>(57.859)</b>	<b>19.817</b>	<b>26.679</b>
Custo histórico		88.752	(65.844)	22.908	26.213
Reavaliação		(11.076)	7.985	(3.091)	466
<b>Total</b>		<b>10.652.810</b>	<b>(7.328.022)</b>	<b>3.324.788</b>	<b>3.148.253</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		143.607	-	143.607	76.537
Transmissão		297.695	-	297.695	322.548
Administração		11.075	-	11.075	7.142
(-) Provisão para redução ao valor recuperável		(47.134)	-	(47.134)	-
<b>Total</b>		<b>405.243</b>	<b>-</b>	<b>405.243</b>	<b>406.227</b>
<b>Total</b>		<b>11.058.053</b>	<b>(7.328.022)</b>	<b>3.730.031</b>	<b>3.554.480</b>

	Valor bruto em 31/12/2019	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C) (3)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2020	Adições líquidas (A) – (B) + (C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2020	Valor líquido em 31/12/2019	Obrig.esp. brutas 31/12/2020	Amortização acumulada 31/12/2020	Obrigações especiais líquidas 31/12/2020
<b>ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO</b>													
<b>Geração</b>	<b>4.095.550</b>	-	<b>(4.082)</b>	<b>38.779</b>	-	<b>4.130.247</b>	<b>34.697</b>	<b>(2.489.215)</b>	<b>1.641.032</b>	<b>1.715.150</b>	<b>(5.957)</b>	-	<b>(5.957)</b>
Terrenos	167.851	-	(1.252)	-	-	166.599	(1.252)	(25.753)	140.846	145.851	-	-	-
Reservatórios, barragens e adutoras	2.229.846	-	-	18.775	-	2.248.621	18.775	(1.317.073)	931.548	973.744	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	653.774	-	(243)	2.042	-	655.573	1.799	(416.992)	238.581	252.580	-	-	-
Máquinas e equipamentos	1.212.053	-	(2.459)	17.988	-	1.227.582	15.529	(821.403)	406.179	419.079	(5.957)	-	(5.957)
Veículos	766	-	-	(23)	-	743	(23)	(739)	4	6	-	-	-
Móveis e utensílios	1.873	-	(128)	(3)	-	1.742	(131)	(1.705)	37	53	-	-	-
(-) 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)	-	-	(5.375)	(5.375)	-	-	-
<b>Transmissão</b>	<b>5.778.308</b>	<b>(67.392)</b>	<b>(82.365)</b>	<b>171.045</b>	<b>645.291</b>	<b>6.444.887</b>	<b>21.288</b>	<b>(4.780.948)</b>	<b>1.663.939</b>	<b>1.406.424</b>	<b>(204.180)</b>	<b>54.311</b>	<b>(149.869)</b>
Terrenos	21.522	-	-	-	1.424	22.946	-	-	22.946	21.522	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	265.152	-	-	5.064	50.190	320.406	5.064	(239.829)	80.577	70.738	-	-	-
Máquinas e equipamentos	5.807.011	-	(82.365)	165.974	614.125	6.504.745	83.609	(4.617.307)	1.887.438	1.619.839	(204.180)	54.311	(149.869)
Veículos	2.108	-	-	-	(647)	1.461	-	(1.460)	1	1	-	-	-
Móveis e utensílios	1.582	-	-	7	(394)	1.195	7	(913)	282	594	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (2)	(319.067)	(67.392)	-	-	(19.407)	(405.866)	(67.392)	78.561	(327.305)	(306.270)	-	-	-
<b>Administração</b>	<b>95.563</b>	-	<b>(860)</b>	<b>541</b>	<b>(17.568)</b>	<b>77.676</b>	<b>(319)</b>	<b>(57.859)</b>	<b>19.817</b>	<b>26.679</b>	-	-	-
Terrenos	740	-	-	-	-	740	-	-	740	740	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	14.503	-	(128)	-	(617)	13.758	(128)	(8.733)	5.025	5.875	-	-	-
Máquinas e equipamentos	52.906	-	(730)	514	(11.580)	41.110	(216)	(30.687)	10.423	14.786	-	-	-
Veículos	21.437	-	-	23	(4.965)	16.495	23	(14.773)	1.722	2.921	-	-	-
Móveis e utensílios	5.977	-	(2)	4	(406)	5.573	2	(3.666)	1.907	2.357	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>9.969.421</b>	<b>(67.392)</b>	<b>(87.307)</b>	<b>210.365</b>	<b>627.723</b>	<b>10.652.810</b>	<b>55.666</b>	<b>(7.328.022)</b>	<b>3.324.788</b>	<b>3.148.253</b>	<b>(210.137)</b>	<b>54.311</b>	<b>(155.826)</b>
													<b>0</b>
<b>ATIVO IMOBILIZADO EM CURSO</b>													
<b>Geração</b>	<b>122.575</b>	<b>60.528</b>	-	<b>(39.496)</b>	-	<b>143.607</b>	<b>21.032</b>	-	<b>143.607</b>	<b>122.575</b>	<b>(4.894)</b>	-	<b>(4.894)</b>
Máquinas e equipamentos	33.428	7.620	-	(18.679)	-	22.369	(11.059)	-	22.369	33.428	(4.894)	-	(4.894)
Outros	89.147	52.908	-	(20.817)	-	121.238	32.091	-	121.238	89.147	-	-	-
<b>Transmissão</b>	<b>322.549</b>	<b>145.905</b>	-	<b>(170.759)</b>	-	<b>297.695</b>	<b>(24.854)</b>	-	<b>297.695</b>	<b>322.549</b>	<b>(289)</b>	-	<b>(289)</b>
Máquinas e equipamentos	290.465	140.943	-	(165.687)	-	265.721	(24.744)	-	265.721	290.465	(289)	-	(289)
Outros	32.084	4.962	-	(5.072)	-	31.974	(110)	-	31.974	32.084	-	-	-
<b>Administração</b>	<b>7.142</b>	<b>4.043</b>	-	<b>(110)</b>	-	<b>11.075</b>	<b>3.933</b>	-	<b>11.075</b>	<b>7.142</b>	<b>(21)</b>	-	<b>(21)</b>
Máquinas e equipamentos	479	91	-	(110)	-	460	(19)	-	460	479	(21)	-	(21)
Outros	6.663	3.952	-	-	-	10.615	3.952	-	10.615	6.663	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>452.266</b>	<b>210.476</b>	-	<b>(210.365)</b>	-	<b>452.377</b>	<b>111</b>	-	<b>452.377</b>	<b>452.266</b>	<b>(5.204)</b>	-	<b>(5.204)</b>
Provisão para redução ao valor recuperável	(46.039)	(18.019)	16.924	-	-	(47.134)	(1.095)	-	(47.134)	(46.039)	-	-	-
<b>TOTAL DO ATIVO IMOBILIZADO</b>	<b>10.375.648</b>	<b>125.065</b>	<b>(70.383)</b>	-	<b>627.723</b>	<b>11.058.053</b>	<b>54.682</b>	<b>(7.328.022)</b>	<b>3.730.031</b>	<b>3.554.480</b>	<b>(215.341)</b>	<b>54.311</b>	<b>(161.030)</b>

(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.

Adições do ativo imobilizado em curso	Material/ equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Outros gastos	Total 2020
Terrenos	-	700	-	1.455	2.155
Reservatórios, barragens e adutoras	-	36.467	1.796	2	38.265
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.782	3.831	96	-	5.709
Máquinas e equipamentos	85.454	54.299	7.850	1.051	148.654
Veículos	1.481	-	-	-	1.481
Móveis e utensílios	8	-	-	-	8
A ratear	3	345	237	-	585
Transformação, fabricação e reparo de materiais	-	3.201	482	-	3.683
Material em depósito	6.021	-	-	-	6.021
Adiantamentos a fornecedores	-	3.900	-	-	3.900
Depósitos judiciais	-	-	-	15	15
<b>Total das adições</b>	<b>94.749</b>	<b>102.743</b>	<b>10.461</b>	<b>2.523</b>	<b>210.476</b>

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 (%)	2020	2019
<b>Em serviço</b>				
Usina de Queimado	82,50	3,94	218.111	217.210
Depreciação acumulada			(117.271)	(109.012)
<b>Total em operação</b>			<b>100.840</b>	<b>108.198</b>
<b>Em curso</b>				
Usina de Queimado	82,50	-	1.580	980
<b>Total em construção</b>			<b>1.580</b>	<b>980</b>
<b>Total</b>			<b>102.420</b>	<b>109.178</b>

## Composição do intangível

Intangível	Taxas anuais médias de amortização %	2020			2019
		Bruto	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Geração</b>	7,45	<b>35.773</b>	<b>(21.626)</b>	<b>14.147</b>	<b>15.631</b>
Custo histórico		35.773	(21.626)	14.147	15.631
<b>Transmissão</b>	14,70	<b>31.775</b>	<b>(7.512)</b>	<b>24.263</b>	<b>21.475</b>
Custo histórico		18.314	(11.647)	6.667	7.137
Reavaliação		13.461	4.135	17.596	14.338
<b>Administração</b>	18,19	<b>28.779</b>	<b>(25.823)</b>	<b>2.956</b>	<b>4.443</b>
Custo histórico		36.769	(33.007)	3.762	4.443
Reavaliação		(7.990)	7.184	(806)	-
<b>Total</b>		<b>96.327</b>	<b>(54.961)</b>	<b>41.366</b>	<b>41.549</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		1.146	-	1.146	1.417
Transmissão		7.877	-	7.877	5.429
Administração		1.136	-	1.136	2.211
<b>Total</b>		<b>10.159</b>	<b>-</b>	<b>10.159</b>	<b>9.057</b>
<b>Total</b>		<b>106.486</b>	<b>(54.961)</b>	<b>51.525</b>	<b>50.606</b>

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2020	Valor Líquido em 31/12/2019
<b>Em Serviço</b>										
<b>Geração</b>	<b>36.448</b>	-	<b>(871)</b>	<b>196</b>	-	<b>35.773</b>	<b>(675)</b>	<b>(21.626)</b>	<b>14.147</b>	<b>15.631</b>
Servidões	11.448	-	-	-	-	11.448	-	(3.923)	7.525	8.156
Softwares	25.000	-	(871)	196	-	24.325	(675)	(17.703)	6.622	7.475
<b>Transmissão</b>	<b>33.933</b>	-	-	<b>64</b>	<b>(2.222)</b>	<b>31.775</b>	<b>64</b>	<b>(7.512)</b>	<b>24.263</b>	<b>21.475</b>
Servidões	20.635	-	-	-	3.338	23.973	-	-	23.973	20.635
Softwares	13.298	-	-	64	(5.560)	7.802	64	(7.512)	290	840
<b>Administração</b>	<b>35.772</b>	-	-	<b>1.682</b>	<b>(8.675)</b>	<b>28.779</b>	<b>1.682</b>	<b>(25.823)</b>	<b>2.956</b>	<b>4.443</b>
Softwares	35.764	-	-	1.682	(8.675)	28.771	1.682	(25.815)	2.956	4.443
Outros	8	-	-	-	-	8	-	(8)	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>106.153</b>	-	<b>(871)</b>	<b>1.942</b>	<b>(10.897)</b>	<b>96.327</b>	<b>1.071</b>	<b>(54.961)</b>	<b>41.366</b>	<b>41.549</b>
<b>Em Curso</b>										
<b>Geração</b>	<b>1.417</b>	-	<b>(11)</b>	<b>(260)</b>	-	<b>1.146</b>	<b>(271)</b>	-	<b>1.146</b>	<b>1.417</b>
Servidões	330	-	(11)	-	-	319	(11)	-	319	330
Softwares	1.087	-	-	(260)	-	827	(260)	-	827	1.087
<b>Transmissão</b>	<b>5.429</b>	<b>2.448</b>	-	-	-	<b>7.877</b>	<b>2.448</b>	-	<b>7.877</b>	<b>5.429</b>
Servidões	1.710	-	-	-	-	1.710	-	-	1.710	1.710
Softwares	3.713	2.448	-	-	-	6.161	2.448	-	6.161	3.713
Outros	6	-	-	-	-	6	-	-	6	6
<b>Administração</b>	<b>2.211</b>	<b>607</b>	-	<b>(1.682)</b>	-	<b>1.136</b>	<b>(1.075)</b>	-	<b>1.136</b>	<b>2.211</b>
Softwares	2.114	601	-	(1.682)	-	1.033	(1.081)	-	1.033	2.114
Outros	97	6	-	-	-	103	6	-	103	97
<b>Subtotal</b>	<b>9.057</b>	<b>3.055</b>	<b>(11)</b>	<b>(1.942)</b>	-	<b>10.159</b>	<b>1.102</b>	-	<b>10.159</b>	<b>9.057</b>
<b>TOTAL</b>	<b>115.210</b>	<b>3.055</b>	<b>(882)</b>	-	<b>(10.897)</b>	<b>106.486</b>	<b>2.173</b>	<b>(54.961)</b>	<b>51.525</b>	<b>50.606</b>

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	2020	2019
007/97 - Transmissão - Portaria MME 120/2016	454.878	451.241
006/97 - Geração - Diversas Usinas	203.545	203.545
	<b>658.423</b>	<b>654.786</b>

## Transmissão

Em 10 de abril de 2017, foi concedida tutela antecipada em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Livres, da Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro e da Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico no âmbito do 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 junho de 2020, em função da cassação da maioria das liminares e em cumprimento aos Pareceres de Força Executória emanados pela Procuradoria Federal junto à Aneel, foram calculados os efeitos provocados pela reversão destas liminares, para incorporação da remuneração pelo custo de capital próprio real à receita das transmissoras a partir do ciclo 2020-2021, considerando todos os efeitos retroativos, inclusive, quando da instrução processual da Revisão Periódica da RAP de 2018.

A Aneel, naquele momento, 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, tendo em vista a necessidade de maior aprofundamento acerca das condições jurídicas para análise do recurso da Companhia, que considerava a inclusão também da remuneração pelo WACC regulatório dos períodos em que o seu recebimento esteve suspenso.

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. De acordo com o voto anexo à Resolução, em decorrência do cumprimento dos Pareceres de Força Executória emitidos pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, o custo de capital próprio associado ao 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.

Contudo, em razão da pressão tarifária resultante dos efeitos da pandemia de Covid-19 e diante do alto risco de inadimplemento 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 3,0%, 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. Dessa forma, esse componente não deve ser objeto da revisão periódica de 2023, a fim de promover a estabilidade regulatória e a mitigação do risco setorial.

### Revisão tarifária periódica da RAP

Em 30 de junho de 2020, a Aneel homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP por meio da Resolução Homologatória nº 2.712/2020, fixando o reposicionamento da Receita Anual Permitida – RAP, a ser aplicado sobre a receita vigente em 1º de julho de 2018. Para a RAP da Companhia foi fixado o reposicionamento tarifário líquido de 9,13%, composto de: (i) -10,25% decorrente da reavaliação dos ativos oriundos de reforços e melhorias (base incremental); (ii) 0,51% para os ativos reincorporados à base de remuneração e (iii) 37,89% referente à revisão do componente financeiro da RAP e alteração do custo médio de capital regulatório (WACC).

Os ativos de melhoria e reforços referentes ao período de janeiro de 2013 a janeiro de 2018 foram remensurados pelo Banco de Preço Referenciado Aneel, de acordo com os requisitos regulatórios em razão da Revisão Periódica da RAP, homologada pela Aneel em 30 de junho de 2020, detalhada na sequência desta nota explicativa. O resultado obtido com a remensuração desta Base de Remuneração Líquido da amortização e baixas incorridas no período, ocasionou o ajuste positivo de R\$259.879 no resultado abrangente da Companhia.

### *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 2020 e em 31 de dezembro de 2019.

Central Geradora	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Saldo líquido dos ativos com base no Custo Histórico
<b>Lote D</b>			
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
<b>Outras</b>			
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
		<b>3.601,70</b>	<b>203.545</b>

### **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, assumido 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 dar-se-á mediante a 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, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico nos termos da Lei 13.203/2015.

Em 02 de março de 2021, a CCEE encaminhou à Aneel os cálculos de extensão das concessões do Ambiente de Comercialização Livre – ACL que optarem por aderir às condições propostas pela Resolução Normativa Aneel nº 895/2020 e pela Lei 14.052, de 8 de setembro de 2020. A Administração da Companhia aguarda a homologação e publicação dos valores de extensão da outorga de suas concessões pela Aneel para, posteriormente, submetê-los à aprovação dos órgãos de governança da Companhia. Desta forma, nenhum impacto decorrente deste assunto foi registrado nas demonstrações contábeis regulatórias do exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Com base nos dados informados pela CCEE à ANEEL as usinas da Companhia têm direito aos seguintes prazos de extensão:

Usina	Garantia Física (MW médios)	Estimativa Extensão da Concessão (meses)
Emborcação	500	23
Nova Ponte	270	25
Sá Carvalho	56	22
Rosal	29	46
Outras (1)	399	-

(1) Inclui 11 usinas, sendo 7 da Cemig GT, 1 da Cemig PCH e 3 da Horizontes, cujo prazo médio de extensão varia entre 1 e 84 meses.

Os efeitos contábeis decorrentes da repactuação do risco hidrológico consistem no reconhecimento de um ativo intangível, relacionado ao direito de outorga em função da compensação por custos incorridos em períodos anteriores, com base no valor justo, tendo como contrapartida o resultado do período, na rubrica de compensação de custos de energia elétrica, e ocorrerão a partir da aprovação pelos órgãos de governança da Companhia da proposta de repactuação do risco hidrológico, esperada para ocorrer em 2021.

Com a aprovação da Lei 14.120/2021, foi reconhecido o direito ao ressarcimento das usinas do Lote D, permitindo à CCEE efetuar novo cálculo incluindo essas usinas, indicando o direito à extensão de suas concessões ao máximo permitido (7 anos). A oficialização destes valores ainda está pendente de regulamentação a ser expedida pela Aneel.

## 14. FORNECEDORES

	2020	2019
Suprimento e transporte de energia elétrica	340.010	344.248
Materiais e serviços	52.564	52.069
	<b>392.574</b>	<b>396.317</b>

## 15. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	2020	2019
<b>Circulante</b>		
ICMS	15.663	11.723
PIS/Pasep	4.111	2.973
Cofins	19.015	13.630
INSS	5.662	4.378
ISSQN	1.756	1.430
Outros (1)	39.058	4.874
	<b>85.265</b>	<b>39.008</b>
<b>Não circulante</b>		
PIS/Pasep	-	10
Cofins	-	62
	-	72
	<b>85.265</b>	<b>39.080</b>

(1) Inclui a retenção na fonte de imposto de renda sobre os juros sobre o capital próprio, cujo recolhimento ocorreu no primeiro decêndio de 2020, em conformidade à legislação tributária.

## 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.
<b>Financ. / emprést. moeda estrangeira</b>	<b>58.909</b>	-	<b>7.754.072</b>	<b>7.812.981</b>				
Eurobonds	58.909	-	7.795.050	7.853.959	Jun-18	Aval/Fiança	USD	9,25%
(-) Custos de transação	-	-	(15.664)	(15.664)				
(+/-) Recursos antecipados (1)	-	-	(25.314)	(25.314)				
<b>Financ. / emprést. moeda nacional</b>	<b>38.766</b>	<b>635.845</b>	<b>366.829</b>	<b>1.041.440</b>				
Debêntures - 3ª Série - 3ª emissão	38.615	356.057	366.848	761.520	Mar-12	Aval/Fiança	IPCA	6,20%
Debêntures – série única - 7ª emissão (2)	151	288.688	-	288.839	Dez-16	Ações	CDI	140,00%
(-) Custo de transação	-	(8.900)	(19)	(8.919)				
<b>Dívidas com fundo de pensão</b>	-	<b>66.207</b>	<b>1.391.478</b>	<b>1.457.685</b>				
Plano de saúde, odontológico e seg.vida	-	30.299	822.129	852.428				
Forluz - Reserva contratada	-	28.363	78.577	106.940	Jun-08	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Equacionamento (déficit 2015, 2016 e 2017)	-	7.160	115.074	122.234	Abr-19	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Previdência privada	-	385	375.698	376.083				

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

(2) Em 02 de fevereiro de 2021, a Companhia realizou o Resgate Antecipado Obrigatório do saldo das Debêntures, no valor de R\$264.796, em cumprimento ao disposto na Cláusula 6.3 da Escritura de sua 7ª Emissão de Debêntures, com 20% dos recursos líquidos obtidos pela Cemig (controladora da Companhia) com a venda da sua participação acionária na Light.

	Data próximo pgto juros	Frequência pgto juros	Data próxima amortização	Vencimento final	Freq. de amortização	Sistema de amortização	Cronograma de amortização de principal e juros de longo prazo						
							2021	2022	2023	2024	2025	2026 +	Total
<b>Financ. / emprést. moeda estrangeira</b>							-	-	<b>7.754.072</b>	-	-	-	<b>7.754.072</b>
Eurobonds	05/06/2021	Semestral	05/12/2024	05/12/2024	Única	Bullet (final)	-	-	7.795.050	-	-	-	7.795.050
(-) Custo de transação							-	-	(15.664)	-	-	-	(15.664)
(+/-) Recursos antecipados							-	-	(25.314)	-	-	-	(25.314)
<b>Financ. / emprést. moeda nacional</b>							<b>366.829</b>	-	-	-	-	-	<b>366.829</b>
Debêntures - 3ª Série - 3ª emissão	15/02/2021	Anual	17/02/2021	15/02/2022	Anual	SAC	366.848	-	-	-	-	-	366.848
(-) Custos de transação							(19)	-	-	-	-	-	(19)
<b>Dívidas com fundo de pensão</b>							<b>37.865</b>	<b>40.136</b>	<b>25.408</b>	<b>9.290</b>	<b>9.848</b>	<b>1.268.931</b>	<b>1.391.478</b>
Plano de saúde, odontológico e seguro de vida							-	-	-	-	-	822.129	822.129
Forluz - Reserva contratada	31/01/2021	Mensal	31/01/2021	30/06/2024	Mensal	Price	30.065	31.868	16.644	-	-	-	78.577
Forluz - Equacionamento (déficit 2015, 2016 e 2017)	01/01/2021	Mensal	01/01/2021	01/02/2033	Mensal	Price	7.800	8.268	8.764	9.290	9.848	71.104	115.074
Forluz - Previdência Privada							-	-	-	-	-	375.698	375.698

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

	2021	2022	2023	2024	Total
<b>Moedas</b>					
Dólar norte americano	58.909	-	-	7.795.050	7.853.959
<b>Total por moedas</b>	<b>58.909</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7.795.050</b>	<b>7.853.959</b>
<b>Indexadores</b>					
IPCA (1)	394.672	366.848	-	-	761.520
CDI (2)	288.839	-	-	-	288.839
<b>Total por indexadores</b>	<b>683.511</b>	<b>366.848</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.050.359</b>
(-) Custos de transação	(8.900)	(19)	-	(15.664)	(24.583)
(+/-) Recursos antecipados	-	-	-	(25.314)	(25.314)
<b>Total geral</b>	<b>733.520</b>	<b>366.829</b>	<b>-</b>	<b>7.754.072</b>	<b>8.854.421</b>

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

(2) Certificado Depósito Interbancário – CDI

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

Moeda	Variação Acumulada em 2020 %	Variação Acumulada em 2019 %	Indexador	Variação Acumulada em 2020 %	Variação Acumulada em 2019 %
Dólar norte-americano	28,93	4,02	IPCA	4,52	4,31
			CDI	2,77	5,97

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

<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>8.035.545</b>
Variação monetária	38.289
Variação cambial	233.846
Encargos financeiros provisionados	802.542
Amortização dos custos de transação	11.706
Encargos financeiros pagos	(803.307)
Amortização de principal	(610.064)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>7.708.557</b>
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)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>8.854.421</b>

(1) O valor do IRRF sobre a remessa de juros ao exterior, no montante de R\$130.296, foi compensado com créditos de PIS/Pasep e Cofins.

A abertura dos ativos financeiros está apresentada a seguir:

31/12/2020	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + juros LP	Saldo total	Adimplente?	Indexador ou juros	Spread % a.a.
<b>Ativos financeiros</b>							
<b>Caixa e aplicações financeiras</b>							
Saldo final de caixa	-	1.118	-	1.118			
Aplic. Finan. – CDB	115	18.236	-	18.351	Sim	CDI	97% a 103%
Aplic. Finan. – Outros fundos de investimentos	6.533	883.138	199.928	1.089.599	Sim	CDI	80% a 130%
Aplic. Finan. – Outros	987	288.890	-	289.877	Sim	Selic	1,89%
<b>Total</b>	<b>7.635</b>	<b>1.191.382</b>	<b>199.928</b>	<b>1.398.945</b>			

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	05/12/24	VC + 9,25	142,46% do CDI	5.178.332	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 2020	Total 2019
<b>Dívida bruta</b>	<b>97.675</b>	<b>702.052</b>	<b>9.512.379</b>	<b>10.312.106</b>	<b>9.143.443</b>
Financ./emprést.moeda estrangeira	58.909	-	7.754.072	7.812.981	6.043.045
Financ./emprést.moeda nacional	38.766	635.845	366.829	1.041.440	1.665.511
Fundo de pensão	-	66.207	1.391.478	1.457.685	1.434.887
<b>Ativos financeiros</b>	<b>(7.635)</b>	<b>(1.191.382)</b>	<b>(199.928)</b>	<b>(1.398.945)</b>	<b>(275.718)</b>
Alta liquidez	(987)	(290.008)	-	(290.995)	(2.579)
Demais aplicações financeiras	(6.648)	(901.374)	(199.928)	(1.107.950)	(273.139)
<b>(+) Dívida líquida I</b>	<b>90.040</b>	<b>(489.330)</b>	<b>9.312.451</b>	<b>8.913.161</b>	<b>8.867.725</b>
(+/-) Derivativos / Fair value	-	(2.948.930)	-	(2.948.930)	(1.690.944)
<b>(+) Dívida líquida II</b>	<b>90.040</b>	<b>(3.438.260)</b>	<b>9.312.451</b>	<b>5.964.231</b>	<b>7.176.781</b>

### 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 2020.

### Garantias

Em 31 de dezembro de 2020 o saldo devedor dos empréstimos e financiamentos da Companhia é garantido por sua controladora Cemig da seguinte forma:

	2020
Aval e fiança	8.574.463
Ações	279.958
<b>TOTAL</b>	<b>8.854.421</b>

### Cláusulas contratuais restritivas – “Covenants”

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: 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Manter índice igual ou inferior 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Semestral e anual
Eurobonds (2)	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado para o Covenant (3)	Manter índice igual ou inferior a: 3,0 em 31/12/2020 3,0 em 30/06/2021 2,5 em 31/12/2021 em diante	Manter índice igual ou inferior a: 3,0 em 31/12/2020 3,0 em 30/06/2021 3,0 em 31/12/2021 em diante	Semestral e anual

(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 no Consolidado 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 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 2020.

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

	2020	2019
Reserva global de reversão – RGR	-	3.100
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH	9.004	6.951
Conta de desenvolvimento energético – CDE	64.179	58.327
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE	721	809
Prog.de incentivo às fontes altern. de energia elétrica – Proinfra	7.435	8.353
Fundo nacional de desenvolvimento científico tecnológico – FNDCT	1.329	1.106
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	272.881	289.737
Pesquisa expansão sistema energético	804	692
	<b>356.353</b>	<b>369.075</b>
<b>Ativo não circulante</b>	-	<b>19.731</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>263.507</b>	<b>388.806</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>92.846</b>	-

## 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 tem 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, pagamentos de parte do prêmio de seguro de vida para os empregados e aposentados e contribui para um plano de saúde e um plano odontológico para os empregados, aposentados e dependentes, administrados pela Cemig Saúde.

### **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, Plano Odontológico e Seguro de Vida de acordo com os termos do Pronunciamento Técnico IAS 19/CPC 33 R1 (Benefícios a empregados) e laudo preparado por atuários independentes na data base de 31 de dezembro de 2020.

### **Dívida pactuada com o fundo de Pensão - Forluz**

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possui registrada obrigação a pagar referente a *déficits* atuariais passados relacionados ao fundo de pensão no montante de R\$106.940 (R\$128.172 em 31 de dezembro de 2019). 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.

### **Contrato de 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 2020, o montante total a ser pago pela Companhia em decorrência desses déficits é de R\$122.234 (R\$124.499 em 31 de dezembro de 2019, 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\$82.114, e até 2033 para o déficit de 2017, no montante de R\$40.120. 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 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 é de R\$36.304, através de 166 parcelas mensais. 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 do contrato, a Companhia ficaria dispensada do pagamento das parcelas remanescentes e o contrato seria extinto.

Em 6 de abril de 2021 a Cemig efetuou o pagamento em consignação à Forluz da 1ª parcela do equacionamento do déficit do Plano A de 2019, no montante de R\$730, a ser rateado entre Cemig, Cemig D e Cemig GT, correspondente a 50% do valor mínimo, respeitando a regra de paridade contributiva.

### Informações atuariais

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)
<b>Passivo líquido inicial</b>	<b>599.667</b>	<b>717.713</b>	<b>13.891</b>	<b>120.823</b>	<b>1.452.094</b>
Ajuste ao teto de ativo ( <i>asset ceiling</i> )	5.591	-	-	-	5.591
<b>Passivo líquido no balanço patrimonial</b>	<b>605.258</b>	<b>717.713</b>	<b>13.891</b>	<b>120.823</b>	<b>1.457.685</b>

2019	Plano de pensão e suplementação de aposentados	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Valor presente das obrigações	2.976.005	672.996	12.850	125.801	3.787.652
Valor justo dos ativos do plano	(2.367.313)	-	-	-	(2.367.313)
<b>Passivo líquido inicial</b>	<b>608.692</b>	<b>672.996</b>	<b>12.850</b>	<b>125.801</b>	<b>1.420.339</b>
Ajuste ao teto de ativo ( <i>asset ceiling</i> )	14.548	-	-	-	14.548
<b>Passivo líquido no balanço patrimonial</b>	<b>623.240</b>	<b>672.996</b>	<b>12.850</b>	<b>125.801</b>	<b>1.434.887</b>

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
<b>Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>2.483.291</b>	<b>515.889</b>	<b>10.374</b>	<b>94.372</b>	<b>3.103.926</b>
Custo do serviço corrente	231	3.196	76	582	4.085
Juros sobre a obrigação atuarial	216.300	45.814	921	8.475	271.510
<b>Perdas (ganhos) atuariais:</b>					
Decorrentes de mudanças nas premissas demográficas	1.581	58	3	32	1674
Decorrentes de mudanças nas premissas financeiras	470.267	123.699	2.390	28.000	624.356
Decorrentes de ajustes com base na experiência	(328)	13.410	(322)	(3.227)	9.533
	<b>471.520</b>	<b>137.167</b>	<b>2.071</b>	<b>24.805</b>	<b>635.563</b>
Benefícios pagos	(195.337)	(29.070)	(592)	(2.433)	(227.432)
<b>Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>2.976.005</b>	<b>672.996</b>	<b>12.850</b>	<b>125.801</b>	<b>3.787.652</b>
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
<b>Perdas (ganhos) atuariais:</b>					
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
	<b>3.367</b>	<b>24.809</b>	<b>652</b>	<b>(12.443)</b>	<b>16.385</b>
Benefícios pagos	(198.379)	(31.746)	(627)	(2.347)	(233.099)
<b>Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>2.980.490</b>	<b>717.713</b>	<b>13.891</b>	<b>120.823</b>	<b>3.832.917</b>

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

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria
<b>Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>2.071.598</b>
Retorno real dos investimentos	445.920
Contribuições do empregador	45.132
Benefícios pagos	(195.337)
<b>Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>2.367.313</b>
Retorno real dos investimentos	164.125
Contribuições do empregador	47.764
Benefícios pagos	(198.379)
<b>Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>2.380.823</b>

Os valores reconhecidos na demonstração de resultado de 2020 e 2019 são como segue:

	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)
<b>Despesa total em 2020 conforme cálculo atuarial</b>	<b>43.320</b>	<b>51.654</b>	<b>1.016</b>	<b>9.812</b>	<b>105.802</b>

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Custo do serviço corrente	231	3.196	76	582	4.085
Juros sobre a obrigação atuarial	216.300	45.814	921	8.475	271.510
Rendimento sobre os ativos do plano	(175.137)	-	-	-	(175.137)
<b>Despesa total em 2019 conforme cálculo atuarial</b>	<b>41.394</b>	<b>49.010</b>	<b>997</b>	<b>9.057</b>	<b>100.458</b>

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
<b>Passivo líquido em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>456.211</b>	<b>515.889</b>	<b>10.374</b>	<b>94.372</b>	<b>1.076.846</b>
Despesa reconhecida no resultado	41.394	49.010	997	9.057	100.458
Contribuições pagas	(45.132)	(29.070)	(592)	(2.433)	(77.227)
Perdas atuariais (1)	170.767	137.167	2.071	24.805	334.810
<b>Passivo líquido em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>623.240</b>	<b>672.996</b>	<b>12.850</b>	<b>125.801</b>	<b>1.434.887</b>
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)
<b>Passivo líquido em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>605.258</b>	<b>717.713</b>	<b>13.891</b>	<b>120.823</b>	<b>1.457.685</b>
				<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Passivo circulante</b>				<b>66.206</b>	<b>62.550</b>
<b>Passivo não circulante</b>				<b>1.391.479</b>	<b>1.372.337</b>

(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, no montante de R\$93.882 em 2020 (R\$87.765 em 2019), mais os encargos e variação monetária da dívida pactuada com a Forluz, no montante de R\$11.920 em 2020 (R\$12.693 em 2019).

A estimativa para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2021 é 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	796	6.510
Juros Sobre a obrigação atuarial	198.471	49.945	984	8.611	258.011
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(157.116)	-	-	-	(157.116)
<b>Estimativa da despesa total em 2021 conforme cálculo atuarial</b>	<b>41.878</b>	<b>55.008</b>	<b>1.112</b>	<b>9.407</b>	<b>107.405</b>

A expectativa de pagamento de benefícios para o exercício de 2021 é como segue:

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Estimativa de pagamento de benefícios	201.052	37.609	648	4.055	243.364

A Companhia tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão em 2021 no montante de R\$50.030 para amortização de *déficit* do Plano A e R\$21.363 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			
11,58	12,81	13,80	15,01	18,66

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

	2020	2019
Ações	9,25%	9,51%
Títulos de renda fixa	72,18%	72,28%
Imóveis	3,71%	3,79%
Outros	14,86%	14,42%
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

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

	2020	2019
Debêntures não conversíveis emitidas pela Companhia	135.321	203.313
Imóveis da Forluz ocupados pela Companhia	61.344	135.935
	<b>196.665</b>	<b>339.248</b>

As principais premissas atuariais são conforme segue:

	2020			2019		
	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	6,83%	7,14%	7,25%	6,87%	7,09%	7,19%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	6,83%	Não aplicável	Não aplicável	6,87%	Não aplicável	Não aplicável
Taxa anual de inflação de longo prazo	3,32%	3,32%	3,32%	3,61%	3,61%	3,61%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	3,32%	Não aplicável	4,56%	3,61%	Não aplicável	4,85%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 M S10% D10%	AT-2000 M S10% D20%	AT-2000 M 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	Álvaro Vindas D30%	Álvaro Vindas D30%	Não aplicável	Álvaro Vindas D30%	Álvaro Vindas D30%
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT-49 M	MI-85 F	MI-85 F	AT-49 M	MI-85 F	MI-85 F
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 2020:

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	72.538	17.358	288	(3.457)	86.727
Agravamento da tábua de mortalidade em 1 ano	(72.974)	(17.459)	(291)	3.676	(87.048)
Decréscimo de 1% na taxa de desconto	347.715	103.294	2.196	23.780	476.985

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 2020 e 2019.

## 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:

	31/12/2019	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
<b>Total</b>	<b>400.205</b>	<b>42.578</b>	<b>(9.344)</b>	<b>(15.178)</b>	<b>418.261</b>

	31/12/2018	Adições	Reversões	Liquidações	31/12/2019
Trabalhistas	54.035	29.965	(1.670)	(13.286)	69.044
Cíveis	168	144	-	(130)	182
Tributárias	2.874	284.253	(724)	(500)	285.903
Regulatórias	2.521	1.781	-	(1.298)	3.004
Outras	38.195	4.983	(665)	(441)	42.072
<b>Total</b>	<b>97.793</b>	<b>321.126</b>	<b>(3.059)</b>	<b>(15.655)</b>	<b>400.205</b>

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.

Os detalhes sobre as principais provisões e passivos contingentes são como segue, sendo esta a melhor expectativa dos desembolsos futuros para estas contingências:

**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 da contingência é de, aproximadamente, R\$138.866 (R\$161.740 em 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$58.687 foram provisionados (R\$69.044 em 31 de dezembro de 2019), 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. Em decorrência, a Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, reavaliou a probabilidade de perda de possível para provável para determinadas parcelas pagas a título de PLR, mantendo a classificação da probabilidade de perda como possível para as demais parcelas por acreditar ter argumentos de mérito para defesa.

O montante das contingências é de, aproximadamente, R\$363.794 (R\$341.988 em 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$303.984 (R\$283.861 em 31 de dezembro de 2020) foram provisionados em 2020, sendo esta a estimativa provável de recursos, em 31 de dezembro de 2020, 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 e Cofins. A Companhia está contestando a não homologação das compensações. O valor da contingência é de R\$77.334 (R\$80.089 em 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$1.130 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, onde 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\$47.041 (R\$37.904 em 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$1.900 (R\$2.042 em 31 de dezembro de 2019) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

#### Regulatórias

A Companhia é ré em processos administrativos e judiciais onde 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\$48.213 (R\$31.302 em 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$3.426 (R\$3.004 em 31 de dezembro de 2019) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável 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\$237.534 (R\$148.265 em 31 de dezembro de 2019), dos quais R\$49.134 foram provisionados (R\$42.072 em 31 de dezembro de 2019). 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 Demais 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, no exercício de 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\$67.371 (R\$66.483 em 31 de dezembro de 2019), registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R\$69.439 (R\$68.137 em 31 de dezembro de 2019) 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\$18.146 (R\$17.710 em 31 de dezembro de 2019). 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\$85.011 (R\$82.786 em 31 de dezembro de 2019). 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\$376.228 (R\$343.469 em 31 de dezembro de 2018). 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, determinada associação e particulares distribuíram Ações Cíveis Públicas (ACP's) e Ações Populares requerendo que a Companhia invista, no mínimo, 0,50% da receita operacional bruta anual das usinas Emborcação, Pissarrão, Funil, Volta Grande, Poquim, Paraúna, Miranda, Nova Ponte, Rio de Pedras e Peti, desde 1997, na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos existentes nos municípios onde estão localizadas as usinas, e indenização proporcional aos danos ambientais causados, que não possam ser recuperados, decorrentes da omissão no cumprimento da Lei do Estado de Minas Gerais nº 12.503/1997. Em maio de 2020, o Supremo Tribunal Federal decidiu que a norma estadual que impõe à concessionária de energia elétrica o investimento de parcela da receita adquirida em proteção e preservação de recursos hídricos é inconstitucional por caracterizar intervenção indevida do Estado no contrato de concessão da exploração do aproveitamento energético dos cursos de água, atividade de competência da União. Em decorrência desta decisão, a Companhia reavaliou a probabilidade de perda para remota. O montante envolvido na discussão em 31 de dezembro de 2020 é de R\$186.064 (R\$165.299 em 31 de dezembro de 2019).

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou ações cíveis 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\$105.552 (R\$95.215 em 31 de dezembro de 2019).

#### *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\$50.377 (R\$42.492 em 31 de dezembro de 2019), para os quais não há saldo provisionado pois a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, classificou a probabilidade de perda como possível.

## Passivos contingentes, cuja expectativa de perda é considerada 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, no polo passivo do cumprimento de sentença, de forma a responderem solidariamente. O montante envolvido nesta discussão foi estimado em R\$76.005 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 2020	Saldo em 2019
<b>Em serviço</b>		<b>(183.589)</b>	<b>(26.548)</b>	<b>(210.137)</b>	<b>(204.635)</b>
Participação da união, estados e municípios		(10)	-	(10)	(10)
Participação financeira do consumidor		(179.352)	(26.518)	(205.870)	(200.309)
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido		(200)	(30)	(230)	(289)
Pesquisa e desenvolvimento		(4.027)	-	(4.027)	(4.027)
<b>(-) Amortização acumulada - AIS</b>	3,41%	<b>35.006</b>	<b>19.305</b>	<b>54.311</b>	<b>35.583</b>
Participação financeira do consumidor		34.937	19.256	54.193	35.475
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido		69	49	118	108
<b>Em curso</b>		<b>(5.204)</b>	<b>-</b>	<b>(5.204)</b>	<b>(5.516)</b>
Participação da união, estados e municípios		(105)	-	(105)	(105)
Participação financeira do consumidor		(121)	-	(121)	(121)
Pesquisa e desenvolvimento		(4.915)	-	(4.915)	(5.227)
Valores pendentes de recebimento		(63)	-	(63)	(63)
<b>Total</b>		<b>(153.787)</b>	<b>(7.243)</b>	<b>(161.030)</b>	<b>(174.568)</b>

Movimento das obrigações especiais	Saldo em 2019	Adição	Reavaliação	Saldo em 2020
<b>Em serviço</b>	<b>(204.635)</b>	<b>-</b>	<b>(5.502)</b>	<b>(210.137)</b>
Participação da união, estados e municípios	(10)	-	-	(10)
Participação financeira do consumidor	(200.309)	-	(5.561)	(205.870)
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido	(289)	-	59	(230)
Pesquisa e desenvolvimento	(4.027)	-	-	(4.027)
<b>(-) Amortização acumulada - AIS</b>	<b>35.583</b>	<b>7.368</b>	<b>11.360</b>	<b>54.311</b>
Participação financeira do consumidor	35.475	7.364	11.354	54.193
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido	108	4	6	118
<b>Em curso</b>	<b>(5.516)</b>	<b>312</b>	<b>-</b>	<b>(5.204)</b>
Participação da união, estados e municípios	(105)	-	-	(105)
Participação financeira do consumidor	(121)	-	-	(121)
Pesquisa e desenvolvimento	(5.227)	312	-	(4.915)
Valores pendentes de recebimento	(63)	-	-	(63)
<b>Total</b>	<b>(174.568)</b>	<b>7.680</b>	<b>5.858</b>	<b>(161.030)</b>

## 21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

### a) Capital Social

Em 31 de dezembro de 2020, o capital social da Companhia é de R\$4.000.000 (R\$2.600.000 em 31 de dezembro de 2019), 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.

O Capital Social da Companhia poderá ser aumentado até o limite de 10% do capital social, fixado no Estatuto Social, independentemente de reforma estatutária e mediante deliberação do Conselho de Administração, devendo ser previamente ouvido o Conselho Fiscal.

#### Aumento de capital

A Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), realizada em 31 de julho de 2020 aprovou o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$1.400.000, para atendimento ao artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas de 1976 - Lei 6.404/76, tendo em vista que em 31 de dezembro de 2019 as reservas de lucros, exceto as reservas de incentivos fiscais, excederam o capital social em R\$113.360. Dessa forma, o capital social da Companhia passou de R\$2.600.000, representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas, subscritas e integralizadas, sem valor nominal, para R\$4.000.000, sendo mantidos o número e características das ações.

### b) Lucro Societário por ação – básico e diluído

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:

	2020	2019 (Reapresentado)
Quantidade de ações	2.896.785.358	2.896.785.358
Lucro societário do exercício	1.055.535	901.358
Lucro societário por ação – básico e diluído (em R\$)	<b>0,36</b>	<b>0,31</b>

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:

	2020	2019
<b>Reservas de lucros</b>		
Reserva legal	264.756	212.023
Reserva de incentivos fiscais – Sudene	44.727	43.850
Reserva de retenção de lucros societária	1.540.459	2.501.337
Absorção de prejuízos regulatórios	(732.107)	(218.150)
<b>Reserva de retenção de lucros regulatória</b>	<b>808.352</b>	<b>2.283.187</b>
	<b>1.117.835</b>	<b>2.539.060</b>

### Reserva Legal

A constituição da Reserva Legal é obrigatória, até os limites estabelecidos pela Lei 6.404/76 (Lei das Sociedades por Ações), 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 2020 é R\$44.727 (R\$43.850 em 31 de dezembro de 2019).

## d) Dividendos

O Estatuto Social da Companhia determina que 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 23 de dezembro de 2020, a Diretoria Executiva deliberou pela declaração de Juros sobre o Capital Próprio - JCP no montante de R\$225.200, a ser compensado com o dividendo mínimo obrigatório de 2020, 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\$76.568, reconhecidos no resultado do exercício de 2020.

O cálculo dos dividendos para os exercícios de 2020 e 2019 é conforme segue:

	2020	2019 (Reapresentado) (1)
<b>Dividendos obrigatórios</b>		
Lucro líquido societário do exercício	1.055.535	901.358
Dividendo obrigatório – 50% do lucro líquido societário	527.768	417.539
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre o capital próprio	33.780	40.500
	<b>561.548</b>	<b>458.039</b>
<b>Dividendos declarados</b>		
Juros sobre capital próprio	225.200	270.000
Dividendos estatutários	336.348	188.039
	<b>561.548</b>	<b>458.039</b>
<b>Dividendos por ação</b>		
Dividendos obrigatórios (em R\$)	0,12	0,06
Juros sobre capital próprio (em R\$)	0,08	0,09

(1) As demonstrações financeiras societárias referentes ao exercício de 2019 foram reapresentadas em virtude da aplicação retrospectiva de política contábil na contabilidade societária. Mais detalhes na nota explicativa nº 31.2.10.

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

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>659.622</b>
Proposta dividendos	188.039
Declaração de juros sobre o capital próprio	270.000
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	(40.500)
Pagamento	(295.392)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>781.769</b>
Proposta dividendos	336.348
Declaração de juros sobre o capital próprio	225.200
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	(33.780)
Pagamento	(417.539)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>891.998</b>

#### e) Destinação do Resultado Societário de 2020

O Conselho de Administração deliberou na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), realizada em abril de 2021, a seguinte destinação do Lucro Líquido societário de 2020, no montante de R\$1.055.535, do saldo de realização do custo atribuído de Imobilizado no montante de R\$10.040 e do ajuste de exercícios anteriores referente à aplicação retrospectiva de política contábil no montante de R\$211.640:

- R\$52.733 foram destinados para constituição de Reserva Legal;
- R\$561.548 foram destinados ao pagamento de dividendos, da seguinte forma:

- R\$225.200 por meio de Juros sobre o Capital Próprio (“JCP”), conforme deliberado pela Diretoria Executiva em 23 de dezembro de 2020;
- R\$336.348 para pagamento de dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$877 foram mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Incentivos Fiscais referentes a incentivos fiscais vinculados a investimentos na região da Sudene.
- R\$222.935 foram mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Lucros a Realizar, considerando a parcela do lucro líquido societário de 2020 ainda não realizada financeiramente
- R\$439.122 foram mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia.

## 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:

	2020	2019
Ajustes de passivos atuariais – benefícios a empregados	(627.322)	(627.665)
Ajustes de reavaliação – BRR	305.619	196.137
<b>Outros resultados abrangentes</b>	<b>(321.703)</b>	<b>(431.528)</b>

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.

## 22. RECEITAS

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

	Nº consumidores (1)		GWh (1)			
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>2.282</b>	<b>1.561</b>	<b>14.408</b>	<b>15.575</b>	<b>3.662.629</b>	<b>3.808.143</b>
Industrial	1.095	772	10.217	11.479	2.760.372	2.928.232
Comercial	1.176	787	4.174	4.093	897.680	879.067
Rural	11	2	17	3	4.577	844
Fornecimento - não faturado	-	-	-	-	(13.364)	20.000
Suprimento faturado (2)	54	40	12.710	11.159	2.866.257	2.546.543
Suprimento - não faturado	-	-	-	-	63.882	(73.496)
<b>Total fornecimento/suprimento</b>	<b>2.336</b>	<b>1.601</b>	<b>27.118</b>	<b>26.734</b>	<b>6.579.404</b>	<b>6.301.190</b>
Uso da rede elétrica de transmissão faturado (a)	-	-	-	-	1.210.196	1.044.978
Energia elétrica de curto prazo (b)	-	-	-	-	105.327	393.667
<b>Total</b>	<b>2.336</b>	<b>1.601</b>	<b>27.118</b>	<b>26.734</b>	<b>7.894.927</b>	<b>7.739.835</b>

(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.

A Companhia está sujeita à penalidade pecuniária denominada Parcela Variável – PV, a qual é aplicada pelo Poder Concedente em função de eventuais indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica. Essa penalidade é reconhecida como redução da receita de operação e manutenção da rede de transmissão no período em que ocorre. Os efeitos da Parcela Variável na receita de transmissão foram de R\$13.540 em 2020 (R\$10.270 em 2019).

#### 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

	2020	2019
<b>Tributos</b>		
ICMS	521.568	570.238
Cofins	554.519	560.148
PIS/Pasep	120.388	121.611
ISSQN	31	50
	<b>1.196.506</b>	<b>1.252.047</b>
<b>Encargos</b>		
Reserva global de reversão – RGR	13.000	13.840
Conta de desenvolvimento energético – CDE	233.998	235.037
Proinfa	38.532	52.042
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	26.420	25.667
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	8.882	8.501
Compensação financ. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	40.546	30.349
	<b>361.378</b>	<b>365.436</b>
	<b>1.557.884</b>	<b>1.617.483</b>

## 23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS

	2020	2019
<b>Energia elétrica comprada para revenda</b>		
Energia de curto prazo – CCEE	338.982	78.335
Energia adquirida no ambiente livre	3.950.026	4.067.503
Créditos de PIS/Pasep e Cofins	(383.175)	(365.492)
	<b>3.905.833</b>	<b>3.780.346</b>

## 24. CUSTOS GERENCIÁVEIS

### a) Pessoal e administradores

	2020	2019
<b>Pessoal</b>	<b>413.621</b>	<b>449.784</b>
Remuneração	173.327	176.701
Encargos	61.855	63.753
Previdência privada - corrente	18.048	17.999
Benefício pós-emprego - previdência privada	31.400	28.701
Programa de demissão voluntária	5.003	240
Despesas rescisórias	4.615	9.381
Participação nos lucros e resultados - PLR	24.736	62.528
Outros benefícios - corrente	29.214	29.269
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	62.483	59.064
Outros	2.940	2.148
<b>Administradores</b>	<b>2.917</b>	<b>2.708</b>
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	2.678	2.464
Benefícios dos administradores	239	244
	<b>416.538</b>	<b>452.492</b>

### Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP) – 2020

Em abril de 2020, a Companhia aprovou o programa de desligamento voluntário programado (PDVP 2020), com período de adesão de 04 a 22 de maio de 2020, sendo elegíveis os empregados que tiverem tempo de serviço na empresa igual ou superior a 25 anos, a completar até 31 de dezembro de 2020. O programa prevê o pagamento das verbas rescisórias legais, 50% do valor do aviso prévio, depósito da multa correspondente a 20% do valor base do FGTS, prêmio adicional de 50% do aviso prévio e do valor equivalente à multa de 20% do FGTS, e demais encargos previstos na legislação. O custo total para o programa corresponde a R\$11.348, representando a adesão de 61 empregados.

Em março de 2019, o montante apropriado na fase de reabertura do PDVP 2019, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$5.854 representando a adesão de 42 empregados.

### b) Serviços de terceiros

	2020	2019
Comunicação	2.560	3.169
Manutenção e conservação de instalações e equip. elétricos	19.629	23.028
Conservação e limpeza de prédios	20.316	21.136
Mão de Obra Contratada	2.631	1.815
Fretes e passagens	559	2.461
Hospedagem e alimentação	1.932	3.565
Vigilância	5.674	5.345
Consultoria	8.056	4.998
Tecnologia da informação	15.424	10.595
Energia elétrica	3.458	3.289
Meio ambiente	6.345	8.740
Limpeza de faixas	5.117	3.829
Serviços de reprografia	1.147	1.646
Serviços advocatícios e custas processuais	3.652	7.395
Outros	21.403	27.917
	<b>117.903</b>	<b>128.928</b>

### c) Provisões (reversões) operacionais

	2020	2018
Perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (nota 8)	1.198	7.576
Perda estimada para outros créditos a receber	258	2.659
Perda estimada com partes relacionadas – Renova (nota 28) (1)	-	688.031
Provisão (reversão) para contingências		
Trabalhistas	3.036	28.295
Cíveis	18	144
Tributárias (2)	21.838	283.529
Regulatórias	1.158	1.781
Outras	7.184	4.318
	<b>33.234</b>	<b>318.067</b>
	<b>34.690</b>	<b>1.016.333</b>
Variação no valor justo de derivativos		
Opção de venda SAAG (nota 27)	53.314	63.693
	<b>88.004</b>	<b>1.080.026</b>

(1) Perdas estimadas sobre os valores a receber da Renova, como resultado de avaliação do risco de crédito da controlada em conjunto.

(2) A provisão constituída em 2019 decorre da reavaliação da probabilidade de perda de possível para provável do processo judicial relacionado às contribuições previdenciárias sobre o pagamento de Participação nos Lucros e Resultados (PRL) pagas a seus empregados entre os anos de 1999 e 2016. Mais detalhes na nota explicativa nº 19.

## 25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2020	2019
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>		
Renda de aplicação financeira	21.613	22.124
Acréscimos moratórios sobre venda de energia	4.456	5.795
Variação monetária	14.185	12.470
Variação Monetária s/ depósitos judiciais e cauções	3.768	11.644
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos ( <i>Swap</i> ) (nota 27)	1.752.688	997.858
Encargos de créditos com pessoas ligadas	-	47.596
Atualização dos créditos de PIS/Pasep e Cofins (nota 8b)	11.019	228.718
Outras	62.609	22.479
Pasep/Cofins sobre receitas financeiras	(5.342)	(11.741)
	<b>1.864.996</b>	<b>1.336.943</b>
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>		
Encargos de empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16)	(923.243)	(802.542)
Amortização do custo de transação (nota 16)	(12.095)	(11.706)
Variação monetária – Forluz	(11.920)	(12.693)
Variação monetária – empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16)	(35.134)	(38.289)
Variações monetárias	(16.108)	(9.575)
Variações cambiais de empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16)	(1.749.000)	(233.846)
Outras	(1.654)	(14.895)
	<b>(2.749.154)</b>	<b>(1.123.546)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO</b>	<b>(884.158)</b>	<b>213.397</b>

## 26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>CEMIG</b>								
<b>Circulante</b>								
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	-	891.998	781.769	-	-	-	-
<b>Não circulante</b>								
Mútuo partes relacionadas (1)	-	-	-	-	-	16.464	-	-
<b>Coligada (2)</b>								
<b>Madeira Energia</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	2.173	5.745	69.386	57.860	34.803	67.648	(996.819)	(729.290)
<b>Controladas em conjunto (2)</b>								
<b>Aliança Geração</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	-	-	6.260	6.002	542	-	(86.953)	(83.146)
Prestação de serviço	313	626	-	-	4.371	6.762	-	-
Juros sobre capital próprio e dividendos	114.430	103.033	-	-	-	-	-	-
Contingências (4)	-	-	41.376	32.088	-	-	(9.289)	(32.088)
<b>Norte Energia</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	130	-	-	-	28.113	21.566	(40.081)	(10.267)
Adiantamento de entrega futura de energia (5)	-	40.081	-	-	-	-	-	-
<b>Baguari Energia</b>								
<b>Circulante</b>								
Prestação de serviço (6)	210	-	-	-	775	1.021	-	-
<b>Lightger</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	-	-	1.646	1.541	-	-	(22.521)	(21.011)
<b>Retiro Baixo</b>								
<b>Circulante</b>								
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	6.474	-	-	-	-	-	-
<b>Hidrelétrica Pipoca</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	-	-	2.728	1.387	-	-	(25.777)	(18.698)
Juros sobre capital próprio e dividendos	2.680	-	-	-	-	-	-	-
<b>Hidrelétrica Cachoeirão</b>								
<b>Circulante</b>								
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	2.536	-	-	-	-	-	-
<b>Renova</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	-	-	-	-	-	4.447	(7.070)	-
<b>Não circulante</b>								
Contas a receber (7)	-	-	-	-	-	93.708	-	(688.031)
<b>Light</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	2.638	312	-	1.206	32.636	27.376	(31)	(7.935)
<b>TAESA</b>								
<b>Circulante</b>								
Operações com energia elétrica (3)	-	-	753	903	164	-	(9.233)	(7.603)
Prestação de serviço (6)	289	127	-	-	979	640	-	-
<b>Hidrelétrica Itaocara</b>								
<b>Circulante</b>								
Ajuste para perdas (8)	-	-	29.615	21.809	-	-	-	-
<b>Cemig Geração Poço Fundo</b>								
<b>Circulante</b>								
Juros sobre capital próprio e dividendos	294	294	-	-	-	-	-	-
<b>Outras Partes Relacionadas</b>								
<b>Cemig Distribuição</b>								
<b>Circulante</b>								
Convênio de cooperação (9)	1.707	1.669	-	-	5.700	7.479	-	-
Operações com energia elétrica (3)	25.984	26.370	985	348	258.944	230.780	(13.773)	(13.748)
<b>FIC Pampulha</b>								
<b>Circulante</b>								
Caixa e equivalentes	45.407	24.732	-	-	-	-	-	-

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Títulos e valores mobiliários	889.129	159.116	-	-	8.336	844	-	-
<b>Não circulante</b>								
Títulos e valores mobiliários	199.928	315	-	-	-	-	-	-
<b>FORLUZ</b>								
<b>Circulante</b>								
Obrigações pós-emprego (10)	-	-	35.907	32.775	-	-	(43.320)	(41.394)
Contribuições para suplementação de aposentadoria - plano de contribuição definitiva (11)	-	-	-	-	-	-	(20.390)	(20.730)
Custeio administrativo (12)	-	-	-	-	-	-	(6.617)	(6.843)
Arrendamento operacional (13)	37.062	40.125	4.824	9.479	-	-	(534)	(15.331)
<b>Não circulante</b>								
Obrigações pós-emprego (10)	-	-	569.351	590.465	-	-	-	-
Arrendamento operacional (13)	-	-	34.639	32.124	-	-	-	-
<b>Cemig Saúde</b>								
<b>Circulante</b>								
Plano de saúde e odontológico (14)	-	-	32.380	29.422	-	-	(52.670)	(50.007)
<b>Não circulante</b>								
Plano de saúde e odontológico (14)	-	-	699.224	656.424	-	-	-	-

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

- Refere-se ao juro de 125,52% do CDI do contrato de mútuo firmado entre a Companhia e sua controladora Cemig no montante de R\$400.000, findo em julho de 2019;
- Os relacionamentos entre a Companhia e suas investidas estão descritos na nota explicativa nº 12;
- 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);
- 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\$119 milhões (R\$98 milhões em 31 de dezembro de 2019), cabendo à Cemig o valor de R\$41 milhões (32 milhões em 31 de dezembro de 2019).
- Refere-se à antecipação de pagamentos de Compra e Venda de Energia Elétrica feita em 2019 à Norte Energia S.A., estabelecida por meio de Leilão, sendo o contrato registrado na CCEE. A Norte entregou a energia contratada à Cemig até 31/12/2020, com início em 01/01/2020. Não houve previsão de atualização financeira para o contrato;
- Refere-se a contrato de prestação de serviço de operação e manutenção de usinas e de redes de transmissão;
- Conforme mencionado na nota explicativa nº 12(c), em junho de 2019, face às incertezas relacionadas à continuidade da Renova, foi registrada uma perda estimada na realização dos créditos pelo valor integral do saldo dos recebíveis detidos pela Companhia contra a investida no montante total de R\$688 milhões;
- 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);
- 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;
- 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);
- Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;
- Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade à legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia;
- Aluguel das sedes administrativas da Companhia com vigência até novembro de 2020 e 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. Com objetivo de reduzir os custos com instalações, em novembro de 2019, a Cemig realizou a devolução parcial do edifício Aureliano Chaves para a Forluz e em novembro de 2020, ao término do contrato, a Cemig optou por não realizar a renovação contratual e, portanto, desocupou totalmente as instalações do edifício Aureliano Chaves;
- Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (vide nota explicativa nº 18).

## Dividendos a receber de controladas

	2020	2019
Cemig Geração Poço Fundo	294	294
Aliança Geração	114.430	103.033
Outras	2.680	9.010
	<b>117.404</b>	<b>112.337</b>

## Aplicações em fundo de investimento – FIC Pampulha

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

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.

As aplicações financeiras em títulos de partes relacionadas, no fundo de investimento, estão descritas abaixo:

Emissor do Título	Tipo	Condições Contratuais Anuais	Vencimento	2020	2019
				-	5,16%
GASMIG	Nota promissória	107% do CDI	25/09/2020	-	523
				-	523

## 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 2020 e de 2019 são demonstrados na tabela abaixo:

	2020	2019
Remuneração	2.700	2.400
Participação nos resultados	901	580
Previdência privada	199	212
Planos de saúde e odontológico	26	24
<b>Total</b>	<b>3.826</b>	<b>3.216</b>

## 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	2020		2019	
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos financeiros</b>					
<b>Custo amortizado (1)</b>					
Investimentos temporários	2	383.886	383.886	27.135	27.135
Consumidores, revendedores e concessionários de transporte de energia	2	911.518	911.518	1.008.786	1.008.786
Depósitos vinculados a litígios	2	151.838	151.838	350.051	350.051
Indenizações a receber – transmissão	3	454.878	454.878	451.241	451.241
		<b>1.902.120</b>	<b>1.902.120</b>	<b>1.837.213</b>	<b>1.837.213</b>
<b>Valor justo por meio do resultado</b>					
Equivalentes de caixa – aplicações financeiras	2	289.877	289.877	133.705	133.705
Investimentos temporários					
Certificados de depósitos bancários	1	97.212	97.212		
Letras financeiras – bancos	2	433.216	433.216	96.107	96.107
Letras financeiras do tesouro	1	193.636	193.636	16.250	16.250
Debêntures	2	-	-	18	18
		<b>1.013.941</b>	<b>1.013.941</b>	<b>246.080</b>	<b>246.080</b>
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	3	2.948.930	2.948.930	1.456.178	1.456.178
Indenizações a receber – geração	3	203.545	203.545	203.545	203.545
		<b>4.166.416</b>	<b>4.166.416</b>	<b>1.905.803</b>	<b>1.905.803</b>
		<b>6.068.536</b>	<b>6.068.536</b>	<b>3.743.016</b>	<b>3.743.016</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
<b>Custo amortizado (1)</b>					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2	(8.854.421)	(8.854.421)	(7.708.558)	(7.708.558)
Dívida pactuada com fundo de pensão (Forluz)	2	(106.940)	(106.940)	(128.172)	(128.172)
Equacionamento de déficit do fundo de Pensão - Forluz	2	(122.234)	(122.234)	(124.499)	(124.499)
Concessões a pagar	3	(23.476)	(23.476)	(19.692)	(19.692)
Fornecedores	2	(392.549)	(392.549)	(396.317)	(396.317)
		<b>(9.499.620)</b>	<b>(9.499.620)</b>	<b>(8.377.238)</b>	<b>(8.377.238)</b>
<b>Valor justo por meio do resultado</b>					
Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	3	(536.155)	(536.155)	(482.841)	(482.841)
		<b>(536.155)</b>	<b>(536.155)</b>	<b>(482.841)</b>	<b>(482.841)</b>
		<b>(10.035.775)</b>	<b>(10.035.775)</b>	<b>(8.860.079)</b>	<b>(8.860.079)</b>

(1) Em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019, 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 que os participantes do mercado utilizariam ao precificar um ativo ou passivo, presumindo-se que ajam no seu melhor interesse econômico. Para aumentar a coerência e a comparabilidade, a hierarquia do valor justo prioriza os insumos utilizados na medição em três níveis, 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, desde que todas as variáveis relevantes deste modelo se baseiem em dados de mercado observáveis. 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: Título Patrimonial** – Valor justo de investimentos em títulos patrimoniais que não tenham preços de mercado cotados em mercado ativo e de derivativos que estejam a eles vinculados e que devam ser liquidados pela entrega de títulos patrimoniais não cotados. 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, como a mensuração ao valor novo de reposição (VNR).

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 – Transmissão – Ativos remunerados por tarifa: mensurados ao valor novo de reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente, com base no valor justo dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão, bem como o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) utilizado pelo poder concedente, que reflete o retorno da concessionária sobre as operações de concessão. As taxas de VNR e WACC regulatório são informações públicas divulgadas pelo Poder Concedente e pela Companhia, respectivamente.

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: elaborado levando-se em consideração as 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 + 0,48% a 0,96%, 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\$536.155 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, esse montante foi transferido para o passivo circulante.

A movimentação do valor das opções é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2018	419.148
Variação do valor Justo	63.693
Saldo em 31 de dezembro de 2019	482.841
Variação do valor justo	53.314
Saldo em 31 de dezembro de 2020	536.155

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 da 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.

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 positivo, em 31 de dezembro de 2020, no montante de R\$1.752.688 (ajuste positivo de R\$997.858 em 31 de dezembro de 2019), registrado no resultado financeiro.

As contrapartes das operações de derivativos são os Bancos Bradesco, Itaú, Goldman Sachs e BTG Pactual. A controladora Cemig é garantidora desses instrumentos derivativos contratados pela Companhia.

O quadro a seguir apresenta os instrumentos derivativos em vigor em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019:

Direito da Companhia (1)	Obrigação da Companhia (1)	Período de vencimento	Mercado de negociação	Valor principal contratado (2)	Ganho/(Perda) não realizado		Ganho/(Perda) não realizado	
					Valor conforme contrato em 2020	Valor justo em 2020	Valor conforme contrato em 2019	Valor justo em 2019
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 150,49% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$1.000.000	1.772.477	2.110.490	813.535	1.235.102
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 125,52% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$500.000	587.945	838.440	108.532	455.842
					<b>2.360.422</b>	<b>2.948.930</b>	<b>922.067</b>	<b>1.690.944</b>
<b>Ativo circulante</b>						<b>522.579</b>		<b>234.766</b>
<b>Ativo não circulante</b>						<b>2.426.351</b>		<b>1.456.178</b>

- (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. 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. O instrumento derivativo contratado pela Companhia possui 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 2020 foi de R\$2.948.930 (R\$1.690.944 em 31 de dezembro de 2019), que seria uma referência caso a Companhia efetuasse a liquidação do derivativo em 31 de dezembro de 2020, 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\$2.360.422 em 31 de dezembro de 2020 (R\$922.067 em 31 de dezembro de 2019).

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, em 31 de dezembro de 2021, o seu resultado seria afetado pelos instrumentos derivativos (*swap* e *call spread*), em R\$1.707.842 referente à opção (*call spread*) e R\$1.097.590 referentes ao *swap*, totalizando R\$2.805.432.

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 31/12/2020	Cenário provável 31/12/2021	Cenário possível depreciação cambial e apreciação de juros 25%	Cenário remoto depreciação cambial e apreciação de juros 50%
Swap ponta ativa	6.996.487	6.616.145	5.866.365	5.147.485
Swap ponta passiva	(5.607.778)	(5.518.555)	(5.595.382)	(5.669.279)
Opção/Call Spread	1.560.221	1.707.842	1.018.860	338.419
<b>Instrumento derivativo de hedge</b>	<b>2.948.930</b>	<b>2.805.432</b>	<b>1.289.843</b>	<b>(183.375)</b>

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, as 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:

	2020		2019	
	Moeda estrangeira	R\$	Moeda estrangeira	R\$
<b>Dólar norte-americano</b>				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	(1.511.336)	(7.853.959)	(1.511.336)	(6.091.742)
<b>Passivo líquido exposto</b>		<b>(7.853.959)</b>		<b>(6.091.742)</b>

#### 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 2021, será uma valorização de 0,06% para o dólar (R\$5,20) 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	31/12/2020	31/12/2021		
	Valor contábil	Cenário provável Dólar 5,20	Cenário possível +25% Dólar 6,50	Cenário remoto +50% Dólar 7,80
<b>Dólar norte-americano</b>				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	(7.853.959)	(7.858.946)	(9.823.683)	(11.788.420)
<b>Passivo líquido exposto</b>	<b>(7.853.959)</b>	<b>(7.858.946)</b>	<b>(9.823.683)</b>	<b>(11.788.420)</b>
<b>Efeito líquido da variação cambial</b>		<b>(4.987)</b>	<b>(1.969.724)</b>	<b>(3.934.461)</b>

## Risco de Taxa de juros

Este risco advém do impacto das oscilações das taxas de juros nacionais sobre as despesas financeiras atreladas aos empréstimos, financiamentos e debêntures em moeda nacional, bem sobre as 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:

	2020	2019
<b>Ativos</b>		
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	289.877	133.705
Investimentos temporários (nota 6)	1.107.950	139.510
Indenização da geração (nota 13)	203.545	203.545
	<b>1.601.372</b>	<b>476.760</b>
<b>Passivos</b>		
Empréstimos e financiamentos e debêntures CDI (nota 16)	(288.839)	(578.067)
	<b>(288.839)</b>	<b>(578.067)</b>
<b>Ativo (Passivo) líquido exposto</b>	<b>1.312.533</b>	<b>(101.307)</b>

## Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2021, a taxa Selic será de 5,50%. 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	31/12/2020	31/12/2021		
	Valor Contábil	Cenário provável SELIC 5,50%	Cenário possível - 25% SELIC 4,13%	Cenário remoto - 50% SELIC 2,75%
<b>Ativos</b>				
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	289.877	305.820	301.834	297.849
Investimentos temporários (nota 6)	1.107.950	1.168.887	1.153.653	1.138.419
Geração – indenização a receber – Selic (nota 13)	203.545	214.740	211.941	209.142
	<b>1.601.372</b>	<b>1.689.447</b>	<b>1.667.428</b>	<b>1.645.410</b>
<b>Passivos</b>				
Empréstimos e financiamentos e debêntures CDI (nota 16)	(288.839)	(304.725)	(300.754)	(296.782)
	<b>(288.839)</b>	<b>(304.725)</b>	<b>(300.754)</b>	<b>(296.782)</b>
<b>Ativo líquido exposto</b>	<b>1.312.533</b>	<b>1.384.722</b>	<b>1.366.674</b>	<b>1.348.628</b>
<b>Efeito líquido da variação das taxas de juros</b>		<b>72.189</b>	<b>54.141</b>	<b>36.095</b>

## Risco de Inflação

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de inflação em 31 de dezembro de 2020, 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 também estão relacionados à variação da inflação por meio do IPCA, contrabalanceando parte do risco de exposição 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:

	2020	2019
<b>Ativos</b>		
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	454.878	451.241
	<b>454.878</b>	<b>451.241</b>
<b>Passivos</b>		
Empréstimos e financiamentos e debêntures – IPCA (nota 16)	(761.520)	(1.105.466)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - Forluz (nota 18)	(106.940)	(128.172)
Equacionamento de déficit do fundo de pensão - Forluz (nota 18)	(122.234)	(124.499)
	<b>(990.694)</b>	<b>(1.358.137)</b>
<b>(Passivo) líquido exposto</b>	<b>(535.816)</b>	<b>(906.896)</b>

### Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2021, a taxa IPCA será de 4,53%. 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	31/12/ 2020	31/12/2021		
	Valor Contábil	Cenário provável IPCA 4,53%	Cenário possível + 25% IPCA 5,66%	Cenário remoto + 50% IPCA 6,79%
<b>Ativos</b>				
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	454.878	475.484	480.635	485.787
	<b>454.878</b>	<b>475.484</b>	<b>480.635</b>	<b>485.787</b>
<b>Passivos</b>				
Empréstimos, financiamentos e debêntures- IPCA (nota 16)	(761.520)	(796.017)	(804.641)	(813.265)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - Forluz (nota 18)	(106.940)	(111.784)	(112.995)	(114.207)
Equacionamento de déficit do fundo de pensão - Forluz (nota 18)	(122.234)	(127.771)	(129.156)	(130.540)
	<b>(990.694)</b>	<b>(1.035.572)</b>	<b>(1.046.792)</b>	<b>(1.058.012)</b>
<b>Passivo líquido exposto</b>	<b>(535.816)</b>	<b>(560.088)</b>	<b>(566.157)</b>	<b>(572.225)</b>
<b>Efeito líquido da variação da inflação</b>		<b>(24.272)</b>	<b>(30.341)</b>	<b>(36.409)</b>

### **Risco de Liquidez**

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

A Companhia faz a administração do risco de liquidez 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:						
<b>Pós-fixadas</b>						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	24.716	456.272	1.035.366	8.327.232	-	9.843.586
Concessões a pagar	247	530	2.454	10.699	14.213	28.143
Dívida pactuada com fundo de pensão (Forluz)	2.844	5.731	26.090	91.832	-	126.497
Equacionamento de déficit do fundo de pensão (Forluz)	1.258	2.535	11.572	66.673	118.116	200.154
	<b>29.065</b>	<b>465.068</b>	<b>1.075.482</b>	<b>8.496.436</b>	<b>132.329</b>	<b>10.198.380</b>
<b>Pré-fixadas</b>						
Fornecedores	359.529	32.053	992	-	-	392.574
	<b>388.594</b>	<b>497.121</b>	<b>1.076.474</b>	<b>8.496.436</b>	<b>132.329</b>	<b>10.590.954</b>

## 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 2020, avaliado como adequado em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia, foi de R\$18.254.

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. A Companhia não realiza aplicações financeiras que incorporem risco de volatilidade em suas demonstrações contábeis regulatórias.

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. *Rating* de três agências de riscos;
2. Patrimônio líquido mínimo superior a R\$400 milhões;
3. Índice de Basileia um ponto percentual acima do mínimo exigido pelo Banco Central do Brasil.

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)
Risco federal (RF)	-	10%
A1	Superior a R\$3,5 bilhões	Entre 6% e 9%
A2	Entre R\$1,0 bilhão e R\$3,5 bilhões	Entre 5% e 8%
A3	Entre R\$400 milhões e R\$1,0 bilhão	Entre 0% e 7%

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

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

1. Nenhum banco poderá ter mais do que 30% da carteira do Grupo;
2. Os bancos dos grupo “Risco Federal” e “A1” deverão concentrar no mínimo 50% do total dos recursos disponíveis.

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

A avaliação da Companhia sobre os riscos e potenciais impactos do Covid-19 encontram-se apresentados na nota 1c..

## 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.

## 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 2020, a Companhia encontra-se adimplente com a totalidade de suas obrigações restritivas atreladas a índices financeiros com exigibilidade de cumprimento semestral e anual. 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:

	2020	2019
<b>Total do passivo</b>	13.480.428	12.032.680
(-) Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	(290.995)	(136.208)
(-) Investimentos temporários (nota 6)	(908.022)	(139.195)
<b>Passivo líquido</b>	<b>12.281.411</b>	<b>11.757.277</b>
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>4.796.132</b>	<b>4.707.532</b>
Relação passivo líquido sobre patrimônio líquido	2,56	2,50

## 28. 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, consequentemente não foram analisadas pelos auditores independentes.

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada (1)	Prêmio Anual (1)
Aeronáutico - Aeronaves / Equipamentos Guimbal	Casco	29/04/2020 a 29/04/2021	US\$1.140	
	Responsabilidade Civil	29/04/2020 a 29/04/2021	US\$4.000	US\$24
Almoxarifados	Incêndios	02/11/2020 a 02/11/2021	R\$18.981	R\$17
Instalações prediais	Incêndios	08/01/2021 a 08/01/2022	R\$240.257	R\$70
Equipamentos de telecomunicações	Incêndios	08/07/2020 a 08/07/2021	R\$2.650	R\$2
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência de valores acima de R\$1.000 mil.	(2)			

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

(2) O limite de indenização (LMI) é de R\$230.662 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. A Companhia não tem sofrido perdas significativas em função destes riscos.

## 29. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em Diante	Total
Compra de energia	4.334.611	3.828.692	3.727.561	3.477.748	3.310.220	28.777.230	47.456.062

## 30. 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;
- 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;
- 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);
- 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
- 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:

Data-base	31/01/2018
Descrição - Valores da Base Blindada	R\$ (milhares)
(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
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1) - (2) - (3) - (4)</b>	<b>2.405.239</b>
(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
<b>(13) Base de Remuneração Líquida = (1) - (6) - (8) + (10) - (11) + (12)</b>	<b>579.892</b>
(14) Taxa de Depreciação	3,36%

Data-base	31/01/2018
Descrição - Valores da Base Incremental	R\$ (milhares)
(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	-
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1) - (2) - (3) - (4)</b>	<b>611.162</b>
(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	-
<b>(13) Base de Remuneração Líquida = (1) - (6) - (8) + (10) - (11) + (12)</b>	<b>550.557</b>
(14) Taxa de Depreciação	3,36%

## 31. 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	2020				2019			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes (Reapresentado)	Reclassificações	Societário (Reapresentado)
<b>Circulante</b>									
Caixa e equivalentes de caixa		290.995	-	-	290.995	136.208	-	-	136.208
Consumidores e revendedores	31.1.5	347.166	-	450.414	797.580	340.940	-	571.375	912.315
Concessionários - transporte de energia	31.1.5	561.480	-	(450.414)	111.066	667.273	-	(571.375)	95.898
Serviços em curso	31.2.6	102.635	(102.635)	-	-	119.585	(119.585)	-	-
Tributos compensáveis		339.018	-	-	339.018	43.700	-	-	43.700
IR e CS recuperar		465.246	-	-	465.246	363.049	-	-	363.049
Almoxarifado operacional	31.1.4	2.620	-	(2.620)	-	2.887	-	(2.887)	-
Investimentos temporários	31.1.1	908.022	-	(18.351)	889.671	139.195	-	(11.020)	128.175
Ativo de contrato	31.2.2	-	718.430	-	718.430	-	576.184	-	576.184
Indenização pela concessão a receber	31.2.3	135.890	(135.890)	-	-	-	-	-	-
Despesas pagas antecipadamente	31.1.7	12.725	-	(12.725)	-	6.572	-	(6.572)	-
Dividendos a receber		117.404	-	-	117.404	112.337	-	-	112.337
Instrumentos financeiros derivativos		522.579	-	-	522.579	234.766	-	-	234.766
Outros ativos circulantes	31.1.1 31.1.2 31.1.4 31.1.7	65.825	(148)	39.104	104.781	150.792	(18.745)	25.075	157.122
<b>Total do circulante</b>		<b>3.871.605</b>	<b>479.757</b>	<b>5.408</b>	<b>4.356.770</b>	<b>2.317.304</b>	<b>437.854</b>	<b>4.596</b>	<b>2.759.754</b>
<b>Bens destinados à alienação</b>	31.1.2	<b>5.408</b>	<b>-</b>	<b>(5.408)</b>	<b>-</b>	<b>4.596</b>	<b>-</b>	<b>(4.596)</b>	<b>-</b>
<b>Não circulante</b>									
Consumidores		2.872	-	-	2.872	573	-	-	573
Tributos compensáveis		23.851	-	-	23.851	647.934	-	-	647.934
Tributos diferidos	31.2.09	-	-	-	-	295.700	(295.700)	-	-
Depósitos judiciais e cauções		151.838	-	-	151.838	350.051	-	-	350.051
Investimentos temporários		199.928	-	-	199.928	315	-	-	315
Serviços em curso	31.2.6	45.100	(45.100)	-	-	51.869	(51.869)	-	-
Encargos setoriais	31.2.6	-	-	-	-	19.731	(19.731)	-	-
Bens e direitos para uso futuro	31.1.8	269	-	(269)	-	269	-	(269)	-
Indenização pela concessão a receber	31.2.3	522.533	(522.533)	-	-	654.786	(654.786)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		2.426.351	-	-	2.426.351	1.456.178	-	-	1.456.178
Outros ativos não circulantes	31.1.8	57.387	-	269	57.656	63.792	-	269	64.061
Investimentos	31.2.1	7.187.862	69.457	-	7.257.319	7.272.028	69.457	-	7.341.485
Ativo financeiro da concessão	31.2.3	-	816.202	-	816.202	-	816.202	-	816.202
Ativo de contrato	31.2.2	-	2.916.272	-	2.916.272	-	2.499.374	-	2.499.374
Imobilizado	31.2.2 31.2.3 31.2.4	3.730.031	(1.956.892)	-	1.773.139	3.554.480	(1.732.289)	-	1.822.191
Intangível	31.2.2 31.2.3 31.2.4	51.525	(24.801)	-	26.724	50.606	(22.346)	-	28.260
Operações de arrendamento mercantil - direito de uso	31.2.8	-	40.018	-	40.018	-	51.581	-	51.581
<b>Total do não circulante</b>		<b>14.399.547</b>	<b>1.292.623</b>	<b>-</b>	<b>15.692.170</b>	<b>14.418.312</b>	<b>659.893</b>	<b>-</b>	<b>15.078.205</b>
<b>Ativo total</b>		<b>18.276.560</b>	<b>1.772.380</b>	<b>-</b>	<b>20.048.940</b>	<b>16.740.212</b>	<b>1.097.747</b>	<b>-</b>	<b>17.837.959</b>

## b) Conciliação do passivo societário e regulatório

	Nota	2020				2019			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes (Reapresentado)	Reclassificações	Societário (Reapresentado)
<b>Circulante</b>									
Fornecedores		392.574	-	-	392.574	396.317	-	-	396.317
Empréstimos, financiamentos e debêntures		733.520	-	-	733.520	739.872	-	-	739.872
Obrigações sociais e trabalhistas	31.1.3	78.452	-	(27.302)	51.150	100.524	-	(50.476)	50.048
Benefício pós-emprego		66.206	-	-	66.206	62.550	-	-	62.550
Impostos, taxas e contribuições	31.2.8	85.265	64.510	-	149.775	39.008	52.120	-	91.128
Encargos setoriais	31.2.6	263.507	(102.635)	-	160.872	388.806	(231.168)	-	157.638
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		891.998	-	-	891.998	781.769	-	-	781.769
Opções de venda - SAAG		536.155	-	-	536.155	-	-	-	-
Outros passivos circulantes	31.1.3	134.170	-	27.302	161.472	105.014	-	50.476	155.490
Operações de arrendamento mercantil - obrigações	31.2.7	-	7.908	-	7.908	-	16.097	-	16.097
<b>Total do circulante</b>		<b>3.181.847</b>	<b>(30.217)</b>	<b>-</b>	<b>3.151.630</b>	<b>2.613.860</b>	<b>(162.951)</b>	<b>-</b>	<b>2.450.909</b>
<b>Não circulante</b>									
Empréstimos, financiamentos e debêntures		8.120.901	-	-	8.120.901	6.968.685	-	-	6.968.685
Benefício pós-emprego		1.391.479	-	-	1.391.479	1.372.337	-	-	1.372.337
Tributos	31.2.8	-	262.673	-	262.673	72	225.885	-	225.957
Provisão para litígios		418.261	-	-	418.261	400.205	-	-	400.205
Opções de venda - SAAG		-	-	-	-	482.841	-	-	482.841
Encargos setoriais	31.2.6	92.846	(45.100)	-	47.746	-	39.983	-	39.983
Tributos diferidos	31.2.9	89.266	665.337	-	754.603	-	491.587	-	491.587
Outros passivos não circulantes		24.798	-	-	24.798	20.112	-	-	20.112
Obrig. vinculadas à concessão do serv.público de energia elétrica	31.2.4	161.030	(161.030)	-	-	174.568	(174.568)	-	-
Operações de arrendamento mercantil - obrigações	31.2.7	-	34.678	-	34.678	-	37.502	-	37.502
<b>Total do não circulante</b>		<b>10.298.581</b>	<b>756.558</b>	<b>-</b>	<b>11.055.139</b>	<b>9.418.820</b>	<b>620.389</b>	<b>-</b>	<b>10.039.209</b>
<b>Total do passivo</b>		<b>13.480.428</b>	<b>726.341</b>	<b>-</b>	<b>14.206.769</b>	<b>12.032.680</b>	<b>457.438</b>	<b>-</b>	<b>12.490.118</b>
<b>Patrimônio líquido</b>									
Capital social		4.000.000	-	-	4.000.000	2.600.000	-	-	2.600.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2.2 31.2.3 31.2.4 31.2.9	(321.703)	90.997	-	(230.706)	(431.528)	210.519	-	(221.009)
Reservas de lucros	31.2.1 31.2.7 31.2.9	1.117.835	955.042	-	2.072.877	2.539.060	218.150	-	2.757.210
Lucros acumulados	31.2.10	-	-	-	-	-	211.640	-	211.640
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>4.796.132</b>	<b>1.046.039</b>	<b>-</b>	<b>5.842.171</b>	<b>4.707.532</b>	<b>640.309</b>	<b>-</b>	<b>5.347.841</b>
<b>Total passivo e patrimônio líquido</b>		<b>18.276.560</b>	<b>1.772.380</b>	<b>-</b>	<b>20.048.940</b>	<b>16.740.212</b>	<b>1.097.747</b>	<b>-</b>	<b>17.837.959</b>

### c) Conciliação do resultado societário e regulatório

	Nota	2020				2019			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes (Reapresentado)	Reclassificações	Societário (Reapresentado)
<b>RECEITA</b>		<b>7.894.927</b>	<b>1.698</b>	-	<b>7.896.625</b>	<b>7.739.835</b>	<b>294.247</b>	-	<b>8.034.082</b>
Fornecimento de energia elétrica		3.649.265	-	-	3.649.265	3.828.143	-	-	3.828.143
Suprimento de energia elétrica		2.930.139	-	-	2.930.139	2.473.047	-	-	2.473.047
Energia elétrica de curto prazo		105.327	-	-	105.327	393.667	-	-	393.667
Disponibilização sistema de transmissão	31.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de construção	31.2.5	1.210.196	(684.982)	(8.727)	516.487	1.044.978	(472.892)	(17.565)	554.521
Remuneração financeiro do ativo de contrato	31.2.2	-	411.968	-	411.968	-	327.995	-	327.995
	31.1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
	31.2.8	-	73.261	8.727	81.988	-	127.385	17.565	144.950
<b>TRIBUTOS</b>	31.2.8	<b>(1.196.506)</b>	<b>(9.996)</b>	-	<b>(1.206.502)</b>	<b>(1.252.047)</b>	<b>(27.959)</b>	-	<b>(1.280.006)</b>
ICMS		(521.568)	(101)	-	(521.669)	(570.238)	-	-	(570.238)
PIS/Pasep		(120.388)	(1.414)	-	(121.802)	(121.611)	(4.522)	-	(126.133)
Cofins		(554.519)	(6.512)	-	(561.031)	(560.148)	(20.827)	-	(580.975)
ISS		(31)	(1.969)	-	(2.000)	(50)	(2.610)	-	(2.660)
<b>ENCARGOS</b>		<b>(361.378)</b>	-	-	<b>(361.378)</b>	<b>(365.436)</b>	-	-	<b>(365.436)</b>
Pesquisa e Desenv. – P&D		(26.420)	-	-	(26.420)	(25.667)	-	-	(25.667)
Reserva global de reversão – RGR		(13.000)	-	-	(13.000)	(13.840)	-	-	(13.840)
Conta de desenvolv. econômico – CDE		(233.998)	-	-	(233.998)	(235.037)	-	-	(235.037)
Comp.financ. util.recur.hídricos - CFUHR		(40.546)	-	-	(40.546)	(30.349)	-	-	(30.349)
Tx. fisc. de serv energia elétrica – TFSEE		(8.882)	-	-	(8.882)	(8.501)	-	-	(8.501)
Proinfa		(38.532)	-	-	(38.532)	(52.042)	-	-	(52.042)
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>		<b>6.337.043</b>	<b>(8.298)</b>	-	<b>6.328.745</b>	<b>6.122.352</b>	<b>266.288</b>	-	<b>6.388.640</b>
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS</b>		<b>(4.052.204)</b>	-	-	<b>(4.052.204)</b>	<b>(3.920.163)</b>	-	-	<b>(3.920.163)</b>
Energia elétrica comprada para revenda		(3.905.833)	-	-	(3.905.833)	(3.780.346)	-	-	(3.780.346)
Encargo transm., conexão e distribuição		(146.371)	-	-	(146.371)	(137.186)	-	-	(137.186)
Matéria-prima e ins. prod. energia elétrica		-	-	-	-	(2.631)	-	-	(2.631)
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>2.284.839</b>	<b>(8.298)</b>	-	<b>2.276.541</b>	<b>2.202.189</b>	<b>266.288</b>	-	<b>2.468.477</b>
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>(850.561)</b>	<b>(93.465)</b>	-	<b>(944.026)</b>	<b>(1.561.617)</b>	<b>(237.055)</b>	-	<b>(1.798.672)</b>
Pessoal e administradores		(416.538)	-	-	(416.538)	(452.492)	-	-	(452.492)
Materiais		(9.951)	-	-	(9.951)	(13.073)	-	-	(13.073)
Serviços de terceiros		(117.903)	-	-	(117.903)	(128.928)	-	-	(128.928)
Arrendamentos e aluguéis	31.2.8	(18.234)	15.487	-	(2.747)	(25.079)	19.032	-	(6.047)
Seguros		(10.465)	-	-	(10.465)	(4.696)	-	-	(4.696)
Doações, contribuições e subvenções		(163)	-	-	(163)	(7.772)	-	-	(7.772)
Provisões		(88.004)	-	-	(88.004)	(1.080.026)	-	-	(1.080.026)
Provisão para perda na alienação de bens e direitos	31.1.09	2.884	-	(2.884)	-	(80.598)	-	80.598	-
Perdas na alienação de bens e direitos	31.1.09	(1.601)	682	919	-	(13.298)	2.519	10.779	-
Obrigações derivadas de contratos de investimento		(9.289)	-	-	(9.289)	(32.088)	-	-	(32.088)
(-) Recuperação de despesas		283	-	-	283	1.998	-	-	1.998
Tributos		(1.135)	-	-	(1.135)	(1.548)	-	-	(1.548)
	31.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-
	31.2.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e amortização	31.2.4	(267.733)	115.375	-	(152.358)	(272.514)	114.973	-	(157.541)
Custo de construção	31.2.5	-	(146.652)	-	(146.652)	-	(220.390)	-	(220.390)
	31.1.8	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos diversos	31.2.3	(16.952)	25.883	1.965	10.896	(18.995)	17.002	(91.377)	(93.370)
Indenização da transmissão	31.2.3	51.280	(51.280)	-	-	37.993	(37.993)	-	-
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins		-	-	-	-	397.301	-	-	397.301
Outras receitas operacionais	31.2.8	52.960	(52.960)	-	-	132.198	(132.198)	-	-
<b>RESULTADO ATIVIDADE</b>		<b>1.434.278</b>	<b>(101.763)</b>	-	<b>1.332.515</b>	<b>640.572</b>	<b>29.233</b>	-	<b>669.805</b>
Revisão Tarifária Periódica, líquida	31.2.2	-	502.108	-	502.108	-	-	-	-
Equivalência patrimonial		353.953	-	-	353.953	503.008	-	-	503.008
Ajuste referente à desvalorização em investimentos		13.825	-	-	13.825	(21.684)	-	-	(21.684)
<b>Resultado financeiro</b>		<b>(884.158)</b>	<b>(4.616)</b>	-	<b>(888.774)</b>	<b>213.397</b>	<b>(6.457)</b>	-	<b>206.940</b>
Receitas financeiras		1.864.996	-	-	1.864.996	1.336.943	-	-	1.336.943
Despesas financeiras	31.2.7	(2.749.154)	(4.616)	-	(2.753.770)	(1.123.546)	(6.457)	-	(1.130.003)
<b>Resultado antes dos impostos</b>		<b>917.898</b>	<b>395.729</b>	-	<b>1.313.627</b>	<b>1.335.293</b>	<b>22.776</b>	-	<b>1.358.069</b>
Impostos sobre o resultado	31.2.9	(122.786)	(135.306)	-	(258.092)	(351.598)	(105.113)	-	(456.711)
<b>Resultado do exercício</b>		<b>795.112</b>	<b>260.423</b>	-	<b>1.055.535</b>	<b>983.695</b>	<b>(82.337)</b>	-	<b>901.358</b>

## d) Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Nota	2020	2019 (Reapresentado) (1)
<b>Patrimônio líquido societário</b>		<b>5.842.171</b>	<b>5.347.841</b>
<b>Efeito dos ajustes de práticas contábeis</b>			
Reavaliação - custo atribuído	31.2.3	(603.024)	(620.409)
Base de remuneração regulatória - BRR	31.2.2, 31.2.3 e 31.2.4	463.059	297.177
Bonificação pela outorga - BO	31.2.1	(69.457)	(69.457)
Ajuste de indenização da transmissão	31.2.7	454.878	451.241
Ajuste operações de arrendamento	31.2.8	2.568	2.019
Ajuste mensuração de ativos da transmissão (IFRS 15 / CPC 47)	31.2.2	(1.832.932)	(1.030.736)
Tributos – IR/CS	31.2.2 e 31.2.9	538.869	329.856
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>		<b>4.796.132</b>	<b>4.707.532</b>

(1) As demonstrações financeiras societárias referentes ao exercício de 2019 foram reapresentadas em virtude da aplicação retrospectiva de política contábil na contabilidade societária. Mais detalhes na nota explicativa nº 31.2.10.

## e) Conciliação do resultado líquido societário e regulatório

	Nota	2020	2019 (Reapresentado) (1)
<b>Resultado do exercício - societário</b>		<b>1.055.535</b>	<b>901.358</b>
<b>Efeito dos ajustes de práticas contábeis</b>			
Custo atribuído	31.2.3	395	263
Remuneração do ativo de contrato	32.2.2	(411.968)	(327.995)
Baixa BRR	31.2.2		
Depreciação - reavaliação do custo atribuído	31.2.3	(682)	(2.519)
Depreciação - base de remuneração regulatória (BRR)	31.2.2	16.990	22.076
Depreciação - remuneração do ativo financeiro	31.2.4	(93.318)	(99.155)
Atualização da indenização da transmissão	31.2.2	(47.643)	(48.429)
Amortização – arrendamento	31.2.7	51.280	-
Juros sobre arrendamentos	31.2.8	(4.067)	(4.438)
Ajuste receita de transmissão – Efeitos IFRS 15 / CPC 47	31.2.8	4.616	6.457
Revisão Tarifaria Periódica, líquida - Efeitos IFRS 15 / CPC 47	31.2.2	699.679	522.333
Margem receita de construção	31.2.2 e 31.2.5	(556.212)	-
Impostos (IR/CS)	31.2.9	(54.799)	(91.369)
<b>Total dos ajustes de práticas contábeis</b>		<b>(260.423)</b>	<b>82.337</b>
<b>Resultado do exercício - regulatório</b>		<b>795.112</b>	<b>983.695</b>

(1) As demonstrações financeiras societárias referentes ao exercício de 2019 foram reapresentadas em virtude da aplicação retrospectiva de política contábil na contabilidade societária. Mais detalhes na nota explicativa nº 31.2.10.

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:

### 31.1 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:

#### **31.1.1 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.

#### **31.1.2 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.

#### **31.1.3 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.

#### **31.1.4 Almoxarifado Operacional**

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

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

#### **31.1.5 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.

### **31.1.6 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.

### **31.1.7 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.

### **31.1.8 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”.

### **31.1.9 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.

## **31.2 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:

### **31.2.1 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.

### **31.2.2 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 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”).

### **31.2.3 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).

#### **31.2.4 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.

#### **31.2.5 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.

#### **31.2.6 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.

#### **31.2.7 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.

### **31.2.8 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.

### **31.2.9 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 31.2.2.

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

### **31.2.9 Efeitos fiscais – Imposto de renda e contribuição social**

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

### **31.2.10 Lucros acumulados – Aplicação retrospectiva de política contábil e reclassificação de itens nas demonstrações financeiras societárias**

Na contabilidade societária, em 1º de janeiro de 2018, com a adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, e considerando as características dos seus contratos de concessão, a Companhia classificou, na contabilidade societária, como ativo de contrato a contraprestação a ser recebida pela construção da infraestrutura de transmissão de energia correspondente ao saldo remanescente da RBSE, reincorporado à base de remuneração (parcela econômica), e aos ativos remunerados por tarifa, uma vez que a obrigação de performance de construção e melhoria está condicionada à satisfação da obrigação de performance de operação e manutenção. Por sua vez, a parcela financeira da RBSE, que representa o montante devido desde a prorrogação das concessões até a sua incorporação na tarifa, referentes ao período de 1º de janeiro de 2013 até 30 de junho de

2017, foi classificada como ativo financeiro na contabilidade societária, uma vez que não mais envolvia a construção de ativos de infraestrutura e representa exclusivamente as parcelas não pagas, atualizadas pelo custo de capital regulatório do negócio de transmissão. A classificação dessa parcela como ativo financeiro foi fundamentada no entendimento de que a inexistência de ativos vinculados ao componente financeiro da RBSE para os quais pudesse ser exigida obrigação de performance para o seu recebimento embasaria a sua classificação como ativo de contrato.

Em 30 de junho de 2020, a Aneel homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP, fixando o reposicionamento da Receita Anual Permitida – RAP, a ser aplicado sobre a receita vigente em 1º de julho de 2018. Nesse processo de revisão tarifária, considerando os resultados e critérios aplicados pelo Órgão Regulador na formulação da regulação a ser aplicada para os ativos da rede básica, entre eles, a sujeição da integralidade dos valores da RBSE a mecanismos de medição de eficiência operacional, retirando o seu caráter indenizatório, o que esclareceu certos elementos adicionais para determinação da política contábil, os quais não eram tão claros em 2018, época em que a RTP deveria ter ocorrido e em que a Companhia realizou a adoção inicial do CPC 47/ IFRS 15, a Companhia decidiu pela aplicação retrospectiva dos seguintes pontos, em consonância com a aplicação do Ofício Circular CVM/SNC/SEP 04/2020, emitido em 1º de dezembro de 2020 e com os procedimentos também a serem adotados pelas demais empresas do setor de transmissão de energia no Brasil: (i) classificação como ativo de contrato dos ativos da RBSE, relativos à renovação da concessão amparada na Lei 12.783/14, (ii) alocação da margem às obrigações de performance do contrato de concessão, (iii) determinação da taxa implícita de desconto a ser considerada para reconhecimento da remuneração financeira.

Dessa forma, a Companhia utilizou-se do método retrospectivo, com efeito cumulativo reconhecido nas demonstrações financeiras, nos termos dos itens 14 e 22 do CPC 23/IAS 08 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Os ajustes foram realizados na contabilidade societária para proporcionar informações mais úteis e confiáveis aos usuários das demonstrações financeiras, relacionadas a:

- Alocação de margem de lucratividade à obrigação de performance de construção da infraestrutura de transmissão, com base na abordagem do custo esperado mais margem;
- Uniformização do parâmetro para definição da taxa implícita utilizada no cálculo do componente financeiro do contrato;
- Reclassificação da parcela financeira do ativo de RBSE para ativo de contrato, haja vista a inclusão da contraprestação associada a esses ativos à base de remuneração regulatória, sujeitando-os aos mecanismos de eficiência da obrigação de performance de operação e manutenção.
- Efeitos tributários correntes e diferidos de PIS/Pasep e Cofins no cálculo das receitas dos contratos.
- Foram reconhecidos os tributos diferidos incidentes sobre os ajustes realizados.

Esses ajustes não são aplicáveis à contabilidade regulatória, motivo pelo qual apenas as demonstrações financeiras foram reapresentadas.

## 32. EVENTOS SUBSEQUENTES

### 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.

\*\*\*\*\*

**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

**Carolina Luiza F. A. C. de Senna**  
Gerente de Contabilidade  
Financeira e Participações  
Contadora – CRC-MG 77.839



## **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 2020 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 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 2020, 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 2020 nessas empresas, no montante de R\$ 7.158.247 mil, e o respectivo resultado de equivalência patrimonial no montante de R\$ 353.953 mil para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 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.*

Conforme divulgado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, em 18 de dezembro de 2020 foram aprovados em Assembleia Geral de Credores os Planos de Recuperação Judicial nos termos da Lei nº11.101/05 da controlada em conjunto Renova Energia S.A. e de algumas de suas controladas, que foram homologados pela 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca do Estado de São Paulo.

A controlada em conjunto está apurando os efeitos dos planos de recuperação judicial em suas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, os quais ainda não foram concluídos. Ainda que os planos de recuperação judicial tenham sido aprovados, existem eventos ou condições, juntamente com outros assuntos descritos na referida nota explicativa, que indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa quanto à sua capacidade de continuidade operacional. Nossa opinião não contém ressalva 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 o 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 esse principal assunto 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 o assunto 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 2020, a Companhia possui registrados ativo imobilizado, intangível e indenização a receber nos montantes de R\$3.730.031 mil, R\$51.525 mil e R\$658.423 mil, respectivamente, que representam a infraestrutura da concessão de geração e de transmissão de energia elétrica.

No caso da 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. 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\$ 454.878 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.

O valor dos investimentos aplicados na infraestrutura a serviço da concessão de geração e de transmissão de energia elétrica é parte essencial na metodologia aplicada pelo poder concedente para definição da tarifa a ser cobrada pela Companhia aos consumidores, revendedores e concessionários de transporte de energia, nos termos do Contrato de Concessão. A definição de quais gastos são elegíveis e que devem ser capitalizados como custo da infraestrutura é passível de julgamento por parte da administração. Durante o ano de 2020, a Companhia reconheceu em seu ativo investimentos na infraestrutura da concessão no montante de R\$ 213.531 mil.

Devido às especificidades atreladas ao processo de capitalização e avaliação subsequente de gastos com infraestrutura, além da magnitude dos montantes envolvidos, consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria.



### *Como nossa auditoria conduziu esse assunto*

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros, 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, atualização da indenização a receber da concessão, as políticas estabelecidas pela Companhia para tal contabilização e sua aplicabilidade às normas contábeis regulatórias vigentes, e a comparação dos custos com os dados históricos e os padrões observáveis da indústria. Adicionalmente, realizamos a análise dos impactos oriundos da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da transmissora, por meio de inspeção das notas técnicas emitidas pelo órgão regulador, confronto com saldos contábeis e verificação das glosas de projetos e das bases de remuneração.

Como resultado destes procedimentos identificamos ajuste de auditoria relativo a divergências no registro dos reflexos da revisão tarifária periódica de ativos de transmissão, sendo este ajuste não registrado pela administração tendo em vista sua imaterialidade sobre as demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da administração, consideramos aceitáveis as estimativas preparadas pela administração, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 13, 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 2020, 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 26 de março de 2021, com opinião sem modificação e contendo o mesmo parágrafo de ênfase relacionado ao risco de continuidade operacional da controlada em conjunto Renova Energia S.A. e um parágrafo de ênfase relacionado a reapresentação dos valores correspondentes incluído naquelas demonstrações financeiras.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor**

A administração 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", concluímos que as outras informações também estão distorcidas pela mesma razão com relação aos valores e outros aspectos descritos na referida seção.

### **Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias**

A administração 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 administração 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 administração 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:



Building a better  
working world

- 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 administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, 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 deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas 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, 10 de junho de 2021.

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S.S.  
CRC-2SP015199/O-6

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Shirley Nara S. Silva', is written over the printed name.

Shirley Nara S. Silva  
Contadora CRC-1BA022650/O-0

## Termo de Responsabilidade das Demonstrações Contábeis Regulatórias da Cemig Geração e Transmissão S.A.

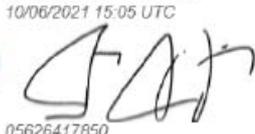
### TERMO DE RESPONSABILIDADE

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 as 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 as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Belo Horizonte, 10 de junho de 2021.

Concessionária: Cemig Geração e Transmissão S.A.

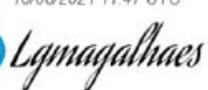
Assinatura Eletrônica  
10/06/2021 15:05 UTC



BRy  
05626417850  
Reynaldo Passanezi Filho

Reynaldo Passanezi Filho  
Diretor-Presidente

Assinatura Eletrônica  
10/06/2021 11:47 UTC



BRy  
61766542620  
Leonardo George de Magalhães

Leonardo George de Magalhães  
Diretor de Finanças e Relações  
com Investidores

Assinatura Eletrônica  
10/06/2021 12:53 UTC



BRy  
46908889653  
Mário Lúcio Braga

Mário Lúcio Braga  
Superintendente de Contraladoria  
CRC-MG 47.822

Assinatura Eletrônica  
10/06/2021 10:05 UTC



BRy  
81213751691  
Carolina Luiza Ferreira Antunes Campos de Senna

Carolina Luiza F. A. C. de Senna  
Gerente de Contabilidade  
Financeira e Participações  
Contadora – CRC-MG 77.839

#### 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.