

SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2019	2
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	2
A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	4
AMBIENTE REGULATÓRIO	17
DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS	18
PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO	28
INVESTIMENTOS	28
GOVERNANÇA CORPORATIVA	29
RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES	29
AUDITORIA INTERNA E GERENCIAMENTO DE RISCOS	30
GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO	31
RESPONSABILIDADE SOCIAL	32
CONSIDERAÇÕES FINAIS	39
COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS, DO COMITÊ DE AUDITORIA E DA DIRETORIA	40
BALANÇOS PATRIMONIAIS	41
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS	43
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES	44
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	45
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA	46
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	48
1. CONTEXTO OPERACIONAL	48
2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	51
3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES	55
4. SEGMENTOS OPERACIONAIS	57
5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	59
6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS	59
7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA	60
8. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR	62
9. CRÉDITOS DE PIS/PASEP E COFINS SOBRE ICMS – AÇÃO JUDICIAL COM TRÂNSITO EM JULGADO	62
10. TRIBUTOS DIFERIDOS	64
11. CONCILIAÇÃO DA DESPESA COM IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	65
12. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES	65
13. INVESTIMENTOS	66
14. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL	81
15. FORNECEDORES	86
16. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	86
17. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES	87
18. ENCARGOS SETORIAIS	91
19. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO	91
20. PROVISÕES PARA LITÍGIOS	97
21. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	103
22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS	103
23. RECEITAS	107
24. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS	108
25. CUSTOS GERENCIÁVEIS	108
26. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS	110
27. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	111
28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS	114
29. SEGUROS	124
30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS	125
31. NOTAS DE CONCILIAÇÃO	125
32. EVENTOS SUBSEQUENTES	135
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	137
TERMO DE RESPONSABILIDADE	144

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2019

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 2019. Também são apresentadas as Declarações dos diretores que revisaram as Demonstrações Contábeis Regulatórias e o respectivo relatório dos Auditores Independentes.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Quando olhamos para o ano de 2019, é com satisfação que observamos os progressos que fizemos nas diferentes dimensões.

Em um ambiente renovado da Empresa, fizemos a revisão do planejamento estratégico da Companhia, com a participação da alta Administração e do corpo gerencial, analisando as principais tendências globais no setor de energia e o posicionamento estratégico da Cemig nesse ambiente, com os seus desafios e oportunidades.

Dentre as diretrizes estratégicas estabelecidas, destacamos o compromisso de investimento relevante em nosso *core business*, alavancagem financeira adequada e assegurar eficiência operacional, garantindo excelência no atendimento aos nossos clientes e aos requisitos regulatórios.

Para termos sucesso, o envolvimento, o comprometimento e o talento dos nossos empregados são fundamentais, sendo estabelecidas metas e indicadores específicos para que todos acompanhem o mapa estratégico e percebam a contribuição individual na execução da estratégia.

Os resultados da Cemig GT apresentaram um crescimento expressivo em 2019. Nosso lucro líquido foi de R\$984 milhões, um relevante aumento de 25,99% em relação ao ano anterior, que foi de R\$781 milhões.

Reduzimos o nosso endividamento com o pagamento de R\$610 milhões de dívidas em 2019. Temos como objetivo a redução no endividamento associada ao alongamento do perfil da dívida, o que nos garantirá uma maior qualidade de crédito, por meio de melhores avaliações de rating e, conseqüentemente, redução do custo de capital da Cemig GT.

Continuamos a investir em maior eficiência operacional. Destaca-se a reestruturação organizacional ocorrida em 2019, com a redução de 25% dos cargos gerenciais e a implementação de Programa de Desligamento Voluntário, que teve a adesão de 120 empregados.

Uma das grandes novidades do ano foi o nosso retorno aos leilões públicos de novos investimentos em transmissão. Apesar de não termos ganho nenhum dos lotes ofertados, a participação nos leilões representa uma nova realidade da Empresa, agora em condições financeiras adequadas e competitivas para incrementar o seu programa de investimentos em transmissão nos próximos anos, seja por meio de reforços em sua área de concessão, aprovados pelo Regulador, seja por meio do sucesso nos próximos leilões.

Um evento marcante em 2019 para o resultado foi o trânsito em julgado, favorável à Cemig GT, da ação na qual questionávamos a incidência do ICMS na base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins, representando créditos fiscais próximos a R\$821 milhões, que a partir do recebimento, contribuirão, ainda mais, para a redução acelerada dos nossos índices de endividamento. Ressalta-se que deste montante, a Companhia conseguiu levantar, em fevereiro de 2020, R\$196 milhões de depósitos judiciais registrados, contribuindo para a melhoria da liquidez da Companhia.

Somos reconhecidos como uma empresa sustentável, que se preocupa com o impacto das suas ações no meio ambiente e na sociedade. Nossa única usina movida a óleo combustível está sendo desativada e, passaremos a gerar energia de fontes 100% renováveis. Além disso, somos a empresa que mais investe em cultura no Estado. A Cemig, nossa controladora, foi mais uma vez incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F/Bovespa e no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, no qual está presente 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.

Para 2020, temos o grande desafio de lidar com os efeitos da pandemia do Covid-19 sobre nossas operações. Desde o início do período do isolamento social, na segunda quinzena de março, já verificamos nessas primeiras semanas uma queda no consumo de energia no sistema elétrico brasileiro próxima a 20%, o que terá efeitos em nossos resultados e também na arrecadação. A Companhia está mobilizada para lidar com esses efeitos, garantindo a continuidade das suas operações, a saúde dos seus empregados, discutindo com a Aneel e Ministério das Minas e Energia as ações de apoio ao setor elétrico e também iniciativas internas que garantam a preservação da sua liquidez. Estamos também apoiando iniciativas de apoio financeiro para a compra de respiradores e outros equipamentos para hospitais públicos de diversas regiões de Minas Gerais e confiamos que juntos seremos resilientes para superar essas dificuldades. A Administração da Cemig GT, seu corpo gerencial e qualificado grupo de empregados 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.

Agradecemos o comprometimento e o talento dos nossos colaboradores, acionistas e demais partes interessadas no esforço convergente de manter o reconhecimento da Companhia 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 83 usinas, sendo 76 usinas hidrelétricas, seis eólicas, uma solar e linhas de transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão, com capacidade instalada de 5.553 MW (informações não revisadas pelos auditores independentes).

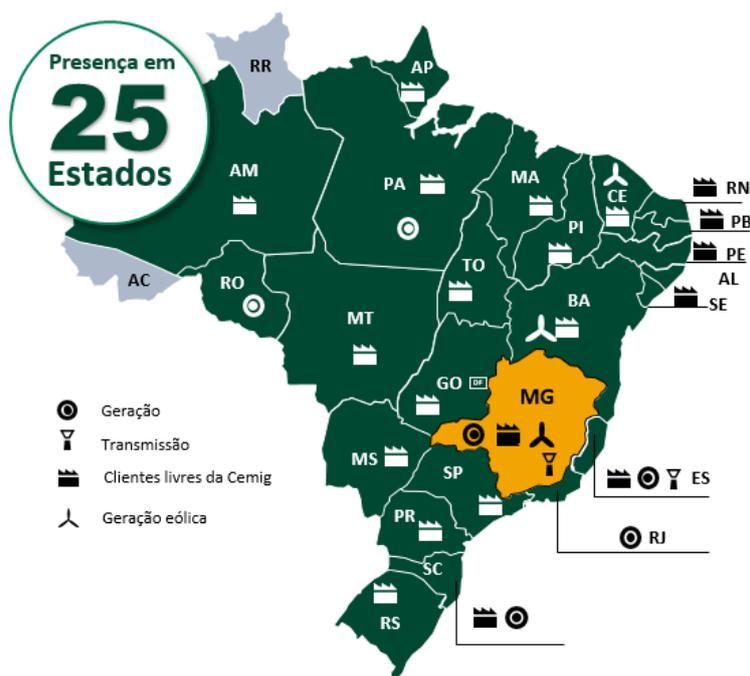
Transmissão

Em 2019, a Companhia opera e mantém 38 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 opera e mantém ativos de transmissão de outras 15 empresas, com as quais tem Contratos de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção, em 18 subestações (das quais quatro 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
Igarapé	-	-	100,00%	-	-	UTE	01/01/1978	13/08/2024
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	19/08/2025
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	PCH	01/01/1957	01/07/2020
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	PCH	01/01/1941	19/08/2025
Luiz Dias	1,62	0,61	100,00%	1,62	0,61	PCH	01/01/1914	19/08/2025
Central Mineirão	1,42	-	100,00%	1,42	-	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	-	100,00%	0,70	0	CGH	01/03/2001	25/02/2026
Lages *	0,68	-	100,00%	0,68	-	CGH	07/01/2005	Indeterminado
Bom Jesus do Galho	-	-	100,00%	-	-	CGH	01/01/1931	Indeterminado
Pandeiros	-	-	100,00%	-	-	-	01/01/1957	-
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	04/01/2046
Neblina	6,47	4,66	100,00%	6,47	4,66	UHE	01/01/1948	04/01/2046
Dona Rita	2,41	1,03	100,00%	2,41	1,03	UHE	01/01/1959	04/01/2046
Sinceridade	1,42	0,35	100,00%	1,42	0,35	UHE	01/01/1963	04/01/2046
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	04/01/2046
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
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
Salto do Paraopeba	-	-	100,00%	-	-	PCH	01/03/2001	04/10/2030
Pai Joaquin	23,00	13,91	100,00%	23,00	13,91	PCH	01/01/2004	01/04/2032
Baguari	140,00	84,70	49,00%	68,60	41,50	UHE	01/01/2009	15/08/2041
Pipoca	20,00	11,90	100,00%	20,00	11,90	PCH	01/01/2010	10/09/2031
Retiro Baixo	83,66	36,60	100,00%	83,66	36,60	UHE	01/01/2010	25/08/2041
Cachoeirão	27,00	16,37	100,00%	27,00	16,37	PCH	01/01/2008	25/07/2030
Dores de Guanhães	14,00	7,14	100,00%	14,00	7,14	PCH	2018	22/11/2032
Senhora do Porto	12,00	6,51	100,00%	12,00	6,51	PCH	2018	08/10/2032
Fortuna II	9,00	4,66	100,00%	9,00	4,66	PCH	2019	27/12/2031
Jacaré	9,00	4,99	100,00%	9,00	4,99	PCH	05/06/2019	29/10/2032
Aimorés	330,00	181,90	100,00%	330,00	181,90	UHE	01/01/2005	20/12/2035
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	240,00	154,40	87,36%	209,66	134,88	UHE	01/01/2006	29/08/2036
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	210,00	131,70	87,36%	183,46	115,05	UHE	01/01/2007	29/08/2036
Igarapava	210,00	134,20	52,65%	110,55	70,65	UHE	01/01/1999	30/12/2028
Funil	180,00	84,60	100,00%	180,00	84,60	UHE	01/01/2002	20/12/2035
Porto Estrela	112,00	61,80	66,67%	74,67	41,20	UHE	01/01/2001	10/07/2032
Santo Inácio III	29,40	-	100,00%	29,40	-	EOL	05/12/2017	13/06/2046
Garrote	23,10	-	100,00%	23,10	-	EOL	01/12/2017	13/06/2046
Santo Inácio IV	23,10	-	100,00%	23,10	-	EOL	05/12/2017	13/06/2046
Candongá	-	-	50,00%	-	-	UHE	2004	25/05/2035
São Raimundo	23,10	-	100,00%	23,10	-	EOL	01/12/2017	13/06/2046
Belo Monte	11.233,10	4.571,00	100,00%	11.233,10	4.571,00	UHE	20/04/2016	26/08/2045
Santo Antônio	3.568,30	2.424,20	100,00%	3.568,30	2.424,20	UHE	01/01/2012	12/06/2046
Paracambi	25,00	19,53	100,00%	25,00	19,53	PCH	01/01/2012	16/02/2031
Nilo Peçanha	380,03	333,70	100,00%	380,03	333,70	UHE	01/01/1953	04/06/2026
Ilha dos Pombos	187,17	109,30	100,00%	187,17	109,30	UHE	01/01/1924	04/06/2026
Fontes Nova	131,99	98,80	100,00%	131,99	98,80	UHE	01/01/1942	04/06/2026
Pereira Passos	99,90	48,50	100,00%	99,90	48,50	UHE	01/01/1962	04/06/2026

Usina	Potência total	Garantia física total	Participação Cemig	Potência Cemig	Garantia física Cemig	Tipo de usina	Início de operação comercial	Vencimento da outorga
Santa Branca	56,05	30,40	100,00%	56,05	30,40	UHE	01/01/1999	04/06/2026
Lajes (Light)	17,00	15,00	100,00%	17,00	15,00	PCH	20/07/2018	03/05/2026
Colino 2	16,00	4,69	100,00%	16,00	4,69	PCH	17/07/2008	24/12/2033
Cachoeira da Lixa	14,80	7,44	100,00%	14,80	7,44	PCH	26/05/2008	24/12/2033
Colino 1	11,00	6,61	100,00%	11,00	6,61	PCH	23/09/2008	24/12/2033
Irara	30,00	18,21	100,00%	30,00	18,21	PCH	11/09/2008	24/09/2032
Jataí	30,00	20,35	100,00%	30,00	20,35	PCH	21/08/2008	18/12/2032
Santa Fé I	30,00	26,10	100,00%	30,00	26,10	PCH	09/05/2008	05/11/2032
São Pedro	30,00	18,41	100,00%	30,00	18,41	PCH	16/06/2009	18/11/2033
São Simão (PCH)	27,00	15,20	100,00%	27,00	15,20	PCH	17/02/2009	22/03/2031
Monte Serrat	25,00	18,28	100,00%	25,00	18,28	PCH	17/02/2009	27/08/2031
Funil	22,50	14,54	100,00%	22,50	14,54	PCH	06/03/2008	22/12/2029
São Joaquim	21,00	13,28	100,00%	21,00	13,28	PCH	01/05/2008	18/10/2030
Bonfante	19,00	13,48	100,00%	19,00	13,48	PCH	04/08/2008	27/08/2031
Calheiros	19,00	10,92	100,00%	19,00	10,92	PCH	25/09/2008	13/01/2030
Retiro Velho	18,00	13,15	100,00%	18,00	13,15	PCH	18/06/2009	12/11/2032
Carangola	15,00	9,57	100,00%	15,00	9,57	PCH	25/06/2008	22/12/2029
Fumaça IV	4,50	2,61	100,00%	4,50	2,61	PCH	30/12/2008	29/12/2029

Ao final do exercício de 2019, 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 31/12/2018	Investimento realizado até 31/12/2018	Evolução física em 31/12/2019	Investimento realizado até 31/12/2019
Integral e compartilhada	-	12.320	-	19.742
Igarapé	75%	1.152	90%	1.496
Rio de Pedras	60%	534	100%	1.412
Sumidouro	100%	542	-	-
Queimado	60%	364	100%	839
Irapé	100%	1.175	100%	1.357
Emborcação	85%	7.659	100%	7.983
Xicão	86%	44	100%	507
São Bernardo	98%	21	100%	421
Nova Ponte	100%	829	100%	865
Santa Luzia	-	-	90%	8
Sá Carvalho	-	-	100%	566
Machado Mineiro	-	-	90%	79
Salto do passo velho	-	-	90%	79
Saldo do voltão	-	-	90%	79
Rosal	-	-	77%	2.038
Pai Joaquim	-	-	94%	1.863
Salto Morais	-	-	100%	150
SPE proporcional	-	14.949	-	24.013
Três Marias	46%	2.013	100%	6.630
Itutinga	51%	3.138	95%	3.463
Coronel Domiciano	27%	2	95%	112
Marmelos	55%	1.534	95%	1.746
Joasal	58%	527	98%	704
Paciência	41%	42	97%	168
Piau	55%	13	99%	565
Dona Rita	68%	50	98%	464
Ervália	45%	27	97%	182
Neblina	78%	972	98%	1.124
Salto Grande	90%	4.111	92%	4.603
Sinceridade	97%	204	90%	283
Cajuru	50%	64	98%	229
Martins	93%	1.176	98%	1.422
Camargos	75%	212	74%	404
Peti	78%	778	98%	1.300
Tronqueiras	54%	48	98%	208
Gafanhoto	81%	38	99%	406
Total	-	27.269	-	43.755

Projetos de usinas – características físicas

Usina (Sociedade de propósito específico)	Potência instalada (MW)	Garantia física (MW Médios)	Participação Cemig	Potência instalada (MW) proporcional	Garantia física (MW médios) proporcional	Previsão operação comercial	Vencimento da outorga
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	3.568,30	2.424,20	15,51%	553,44	375,99	2012	12/06/2046
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	11.233,10	4.571,00	12,25%	1376,24	560,02	2016	26/08/2045
PCH Dores de Guanhães (Guanhães Energia)	14,00	7,14	60,52%	8,47	4,32	2018	22/11/2032
PCH Senhora do Porto (Guanhães Energia)	12,00	6,51	60,52%	7,26	3,94	2018	08/10/2032
PCH Jacaré (Guanhães Energia)	9,00	4,99	60,52%	5,45	3,02	2019	29/10/2032
PCH Fortuna II (Guanhães Energia)	9,00	4,66	60,52%	5,45	2,82	2019	27/12/2031
UHE Três Marias (Cemig Geração Três Marias S.A.)	396,00	239,00	100,00%	396,00	71,70	1962	04/01/2046
UHE Itutinga (Cemig Geração Itutinga S.A.)	52,00	28,00	100,00%	52,00	8,40	1955	04/01/2046
UHE Salto Grande (Cemig Geração Salto Grande S.A.)	102,00	75,00	100,00%	102,00	22,50	1956	04/01/2046
UHE Camargos (Cemig Geração Camargos S.A.)	46,00	21,00	100,00%	46,00	6,30	1960	04/01/2046
PCH Ervália (Cemig Geração Leste S.A.)	6,97	3,19	100,00%	6,97	0,96	1999	04/01/2046
UHE Cel. Domiciano (Cemig Geração Sul S.A.)	5,04	3,26	100,00%	5,04	0,98	1994	04/01/2046
PCH Sinceridade (Cemig Geração Leste S.A.)	1,42	0,35	100,00%	1,42	0,11	1963	04/01/2046
PCH Neblina (Cemig Geração Leste S.A.)	6,47	4,66	100,00%	6,47	1,40	1948	04/01/2046
PCH Cajuru (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,20	2,69	100,00%	7,20	0,81	1959	04/01/2046
UHE Gafanhoto (Cemig Geração Oeste S.A.)	14,00	6,68	100,00%	14,00	2,00	1946	04/01/2046
PCH Marmelos (Cemig Geração Sul S.A.)	4,00	2,74	100,00%	4,00	0,82	1915	04/01/2046
PCH Joasal (Cemig Geração Sul S.A.)	8,40	5,20	100,00%	8,40	1,56	1950	04/01/2046
PCH Paciência (Cemig Geração Sul S.A.)	4,08	2,36	100,00%	4,08	0,71	1930	04/01/2046
PCH Piau (Cemig Geração Sul S.A.)	18,01	13,53	100,00%	18,01	4,06	1955	04/01/2046
PCH Peti (Cemig Geração Leste S.A.)	9,40	6,18	100,00%	9,40	1,85	1946	04/01/2046
PCH Dona Rita (Cemig Geração Leste S.A.)	2,41	1,03	100,00%	2,41	0,31	1959	04/01/2046
PCH Tronqueiras (Cemig Geração Leste S.A.)	8,50	3,39	100,00%	8,50	1,02	1955	04/01/2046
PCH Martins (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,70	1,84	100,00%	7,70	0,55	1947	04/01/2046
Total	15.695,00	7.532,00	-	2.746,70	1.132,67	-	-

Proporcionalmente à parte da Companhia, estes projetos de geração (de controladas e coligadas) consumiram R\$7.786 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2019 (R\$7.564 milhões até 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$236 milhões referem-se ao incremento, no ano de 2019, de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto e Ativo Imobilizado em Curso das usinas próprias e compartilhadas. E R\$44 milhões referem-se a aportes de capital nas controladas e coligadas que possuem os projetos de geração acima no ano de 2019.

Em bases totais em que há participação da Companhia, os projetos de geração consumiram R\$58.102 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2019 (R\$56.360 milhões até 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$2.342 milhões referem-se ao incremento de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto e Ativo Imobilizado em Curso das controladas e coligadas no ano de 2019.

Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina (Sociedade de propósito específico)	Evolução física em 31/12/2018	Investimento realizado até 31/12/2018 (R\$ MM)	Evolução física em 31/12/2019	Investimento realizado até 31/12/2019 (R\$ MM)
UHE Itaocara (UHE Itaocara S.A.)	NA	30,72	NA	59,00
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	100%	3.101,69	0%	-
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	98%	4.852,64	0%	-
PCH Dolores de Guanhões	100%	64,68	100%	54,56
PCH Senhora do Porto	100%	50,96	100%	44,13
PCH Jacaré	97%	73,01	100%	79,57
PCH Fortuna II	98%	58,80	100%	56,58
Total	-	8.232,50	-	293,84

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	17/10/2020	31/12/2042
SE Neves 1 - Instalação de 2 transformadores 138-13,8 kV 100 MVA, adequação do 13K e 14K	138	-	200	30/08/2020	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	19/02/2020	31/12/2042
SE Jaguará 500kV - Instalação de um autotransformador trifásico 500/345-13,8 kV, 400 MVA	500	-	400	12/11/2019	31/12/2042
SE Jaguará 500kV - Instalação do novo trafo 138-13,8 kV – 15 MVA	138	-	15	31/12/2020	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 31/12/2018	Investimento realizado até 31/12/2018	Evolução física em 31/12/2019	Investimento realizado até 31/12/2019
Integral				
Substituição do Trafo T5 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	-	18.046	100%	22.709,49
Substituição do Trafo T3 pela unidade reserva (1x250MVA) e serviços associados da SE Neves 1	-	147	100%	8.441,26
Substituição Trafo T4 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	-	75	50%	2.974,52
Instalação de 3 seções de 500kV para conexão dos trafos T1 e T2 no arranjo disjuntor e meio da SE Neves 1	-	1.952	100%	7.108,73
Instalação de 2 transformadores 138-13,8 kV 100 MVA, adequação do 13K e 14K da SE Neves 1	-	2	30%	0,964
Instalação de 1 nova seção de 138kV – LT2 Cinco-Neves 1 138kV da SE Neves 1	-	45	80%	1.234,68
Substituição do Reator S12 e melhorias associadas da SE Neves 1	1%	6.061	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	-	1.031	65%	12.148,50
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	-	10.166	95%	15.655,15
Instalação de novo banco de transformador 345/138-13,8 kV (3+1R) x100 MVA e seções associadas da SE Pimenta	-	2.016	60%	17.530,84
Substituição do transformador T2 150MVA por novo banco de autotransformadores 3 x 100MVA e desativação do T1 da SE Pimenta	-	20	0%	2.291,82
Instalação de 1 seção de 138kV para CSN da SE Pimenta	-	184	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	-	10.887	100%	16.074,49
Instalação de 1 vão de 500kV para adequação da conexão do transformador T3 da SE São Gonçalo do Pará	-	1.739	100%	4.443,26
Instalação de dois bancos de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar da SE Barbacena 2	-	388	100%	1.017,26
Substituição de disjuntores de 500kV da SE São Simão	-	2.886	80%	10.114,28
Instalação de banco de reatores de barra 500 kV - 180 Mvar e duas seções de 500kV da SE São Gotardo 2	-	375	70%	17.903,55
Instalação de uma nova seção 345 kV (vão 6P) e adequação do vão 13P da SE Jaguará 345kV	-	94	0%	1.817,28
Instalação de um autotransformador trifásico 500/345-13,8 kV, 400 MVA da SE Jaguará 500kV	-	266	95%	7.338,60
Aquisição e instalação de reator 500kV reserva da SE Jaguará 500kV	-	54	30%	233,16
Substituição do transformador T1 de Itabira 2 230-69kV	1%	2.572	-	-
Total	-	59.006	-	42.762

Garantia física realizada e esperada

Usina	2019 Realizado	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Emborcação	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70
Nova Ponte	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10
Irapé	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90
Igarapé	71,30	-	-	-	-	-	-
Queimado	56,02	56,02	56,02	56,02	56,02	56,02	56,02
Volta do Rio	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41
Praias de Parajuru	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39
Rio de Pedras	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Poço Fundo	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79
São Bernardo	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42
Paraúna	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Salto Morais	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Sumidouro	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Anil	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Xicão	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Luiz Dias	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Santa Marta	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Pissarrão	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Jacutinga	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Três Marias	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70
Salto Grande	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50
Itutinga	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40
Camargos	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Gafanhoto	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Martins	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Cajuru	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Peti	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Tronqueiras	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Ervália	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Neblina	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Dona Rita	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Sinceridade	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Piau	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06
Joasal	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Cel. Domiciano	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Paciência	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Marmelos	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Sá Carvalho	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	-
Rosal	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10
Salto Voltão	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36
Salto do Passo Velho	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
Machado Mineiro	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Pai Joaquim	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91	13,91
Baguari	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80
Pipoca	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
Retiro Baixo	18,26	18,26	18,26	18,26	18,26	18,26	18,26
Cachoeirão	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
Dores de Guanhães	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Senhora do Porto	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
Fortuna II	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82
Jacaré	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
Aimorés	81,86	81,86	81,86	81,86	81,86	81,86	81,86
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	51,77	51,77	51,77	51,77	51,77	51,77	51,77
Igarapava	31,79	31,79	31,79	31,79	31,79	31,79	31,79
Funil	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07
Porto Estrela	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54
Belo Monte	560,02	560,02	560,02	560,02	560,02	560,02	560,02
Santo Antônio	375,99	375,99	375,99	375,99	375,99	375,99	375,99
Paracambi	11,82	11,82	11,82	11,82	11,82	11,82	11,82
Nilo Peçanha	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42	75,42
Ilha dos Pombos	24,70	24,70	24,70	24,70	24,70	24,70	24,70
Fontes Nova	22,33	22,33	22,33	22,33	22,33	22,33	22,33
Pereira Passos	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96
Santa Branca	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87
Lajes (Light)	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Colino 2	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Cachoeira da Lixa	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
Colino 1	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Irara	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Jataí	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
Santa Fé I	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
São Pedro	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
São Simão (PCH)	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33

Usina	2019 Realizado	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Monte Serrat	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
Funil	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
São Joaquim	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Bonfante	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
Calheiros	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Retiro Velho	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Carangola	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Fumaça IV	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
	2.854,97	2.783,67	2.783,67	2.783,67	2.783,67	2.783,67	2.727,57

Modelo de negócio e condições no ACR

Usina	Modelo de negócio em 1º/jan/2019	Preço no ACR em 1º/jan/2019	Data e índice de reajuste no ACR
Integral e Compartilhada			
Anil	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Cajuru (Cemig)	Contas Garantia Física	RAG de R\$5.141 mil	(1)
Camargos	Contas Garantia Física	RAG de R\$25.115 mil	(1)
Coronel Domiciano	Contas Garantia Física	RAG de R\$6.005 mil	(1)
Dona Rita	Contas Garantia Física	RAG de R\$2.247 mil	(1)
Ervália	Contas Garantia Física	RAG de R\$6.471 mil	(1)
Gafanhoto	Contas Garantia Física	RAG de R\$10.180 mil	(1)
Igarapé	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Irapé	97,8% ACR até 31/12/2038	R\$217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
Itutinga	Contas Garantia Física	RAG de R\$33.932 mil	(1)
Jacutinga	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Joasal	Contas Garantia Física	RAG de R\$7.727 mil	(1)
Marmelos	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.339 mil	(1)
Martins	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.533 mil	(1)
Mineirão	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Neblina	Contas Garantia Física	RAG de R\$7.462 mil	(1)
Nova Ponte	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Paciência	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.426 mil	(1)
Pandeiros	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Paraúna	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Peti	Contas Garantia Física	RAG de R\$8.780 mil	(1)
Piau	Contas Garantia Física	RAG de R\$16.548 mil	(1)
Piçarrão	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Poço Fundo	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Poquim	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Queimado - Cemig	98,2% ACR até 31/12/2038	R\$217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
Rio de Pedras	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Salto de Moraes	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Salto Grande (Cemig)	Contas Garantia Física	RAG de R\$68.536 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\$1.308 mil	(1)
Sumidouro	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
Teodomiro C Sampaio	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
Três Marias	Contas Garantia Física	RAG de R\$217.700 mil	(1)
Tronqueiras	Contas Garantia Física	RAG de R\$6.246 mil	(1)
Xicão	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável

(1) Reajuste pelo IPCA que ocorreu em julho de 2019, atualização dos custos de transmissão em julho de 2019. 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
Integral						
Acesita – Ipatinga 1	simples	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	46,035	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	89,981	303,2	10/06/1994	01/01/1943
Guilman Amorim – Ipatinga 1	simples	230	51	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	simples	230	5,4	340,2	20/06/2012	01/01/1943
Ipatinga 1 – Mesquita (LT1)	simples	230	3,4	349	18/06/2012	01/01/1943
Ipatinga 1 – Mesquita (LT2)	simples	230	3,4	349	24/06/2012	01/01/1943
Itabira 2 – Itabira 4	simples	230	18,68	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	71,406	304,8	01/07/1971	01/01/1943
Itabira 4 – Taquaril	simples	230	76,86	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
Jagura – 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	53,11	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	216	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	174,31	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	119,23	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
-	-	-	4.930,56	-	-	-

Linhas de transmissão em operação – características financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP regulatória (jul/19 a jun/20)	RAP proporcional	Ano de grau da RAP	Mês reajuste	Índice de correção
Acesita – Ipatinga 1	100%	478.889	478.889	NA	Junho	IPCA
Água Vermelha – São Simão	100%	6.379.389	6.379.389	NA	Junho	IPCA
Aimorés – Mascarenhas (LT2)	100%	158.311	158.311	NA	Junho	IPCA
Baguari – Governador Valadares 2	100%	777.942	777.942	NA	Junho	IPCA
Baguari - Mesquita	100%	1.848.358	1.848.358	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 – João Monlevade 2	100%	939.375	939.375	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 – Taquaril	100%	507.177	507.177	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 – White Martins/AngloGold	100%	574.171	574.171	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 – Lafaiete	100%	2.863.686	2.863.686	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 – Pimenta	100%	10.589.406	10.589.406	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 – Santos Dumont 2	100%	3.680.143	3.680.143	NA	Junho	IPCA
Barreiro – Neves 1	100%	590.975	590.975	NA	Junho	IPCA
Barreiro – Taquaril	100%	359.418	359.418	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 – Jaguará (LT1)	100%	15.116.680	15.116.680	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 – Jaguará (LT2)	100%	15.132.581	15.132.581	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 – Neves 1 (LT1)	100%	8.448.433	8.448.433	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 – Neves 1 (LT2)	100%	8.457.709	8.457.709	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 – São Gonçalo do Pará	100%	7.425.459	7.425.459	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 – São Gotardo 2	100%	11.480.167	11.480.167	NA	Junho	IPCA
Cachoeira Paulista – Itajubá 3	100%	392.687	392.687	2017	Junho	IGP-M
Emborcação – Itumbiara	100%	16.917.877	16.917.877	NA	Junho	IPCA
Emborcação – Nova Ponte	100%	5.753.309	5.753.309	NA	Junho	IPCA
Emborcação – São Gotardo	100%	31.235.711	31.235.711	NA	Junho	IPCA
Governador Valadares 2 – Mesquita	100%	4.686.141	4.686.141	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim – Ipatinga 1	100%	560.684	560.684	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim – Nova Era 2	100%	215.500	215.500	NA	Junho	IPCA
Ipatinga – Porto Estrela	100%	481.968	481.968	NA	Junho	IPCA
Ipatinga – Usiminas	100%	73.971	73.971	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 – Mesquita (LT1)	100%	197.068	197.068	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 – Mesquita (LT2)	100%	282.073	282.073	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 – Itabira 4	100%	190.061	190.061	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 – João Monlevade 2	100%	325.306	325.306	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 – Nova Era 2	100%	280.804	280.804	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 – Porto Estrela	100%	927.437	927.437	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 – Sabará 3	100%	778.031	778.031	NA	Junho	IPCA
Itabira 4 – Taquaril	100%	1.069.015	1.069.015	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 – Jeceaba	100%	2.725.426	2.725.426	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 – Ouro Preto 2 345kV	100%	225.587	225.587	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 – Ouro Preto 2 500kV	100%	1.311.898	1.311.898	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 – São Gonçalo do Pará	100%	13.926.487	13.926.487	NA	Junho	IPCA
Itajubá 3 – Poços de Caldas	100%	453.800	453.800	2017	Junho	IGP-M
Jaguara – Nova Ponte	100%	6.994.868	6.994.868	NA	Junho	IPCA
Jaguara – Pimenta (LT1)	100%	3.376.229	3.376.229	NA	Junho	IPCA
Jaguara – Pimenta (LT2)	100%	3.379.757	3.379.757	NA	Junho	IPCA
Jaguara – São Simão	100%	22.710.482	22.710.482	NA	Junho	IPCA
Jaguara – Volta Grande	100%	3.491.181	3.491.181	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV – Jaguará 500 kV (LT1)	100%	41.709	41.709	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV – Jaguará 500 kV (LT2)	100%	27.409	27.409	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV – Jaguará 500 kV (LT3)	100%	55.413	55.413	NA	Junho	IPCA
Jaguara - L. C. Barreto (Estreito)	100%	489.503	489.503	NA	Junho	IPCA
Jeceaba – Lafaiete	100%	1.593.139	1.593.139	NA	Junho	IPCA
Juiz de Fora 1 – Santos Dumont 2	100%	2.845.141	2.845.141	NA	Junho	IPCA
Mesquita – Usiminas	100%	551.932	551.932	NA	Junho	IPCA
Mesquita – Vespasiano 2	100%	9.842.372	9.842.372	NA	Junho	IPCA
Montes Claros 2 – Várzea da Palma	100%	12.999.942	12.999.942	NA	Junho	IPCA
Neves 1 – Sete Lagoas 4	100%	1.209.953	1.209.953	NA	Junho	IPCA
Neves 1 – Taquaril	100%	1.990.555	1.990.555	NA	Junho	IPCA
Neves 1 – Vespasiano 2	100%	3.309.522	3.309.522	NA	Junho	IPCA
Nova Era 2 – Silicón	100%	822.058	822.058	NA	Junho	IPCA
Nova Lima 6 – Taquaril	100%	2.739.123	2.739.123	NA	Junho	IPCA
Ouro Preto 2 – Nova Lima 6	100%	2.343.604	2.343.604	NA	Junho	IPCA
Pimenta – Taquaril	100%	6.322.992	6.322.992	NA	Junho	IPCA
Pirapora 2 – Várzea da Palma	100%	3.029.493	3.029.493	NA	Junho	IPCA
Sabará 3 – Taquaril	100%	193.667	193.667	NA	Junho	IPCA
São Gotardo 2 – Três Marias	100%	14.438.581	14.438.581	NA	Junho	IPCA
Sete Lagoas 4 – Três Marias	100%	4.940.928	4.940.928	NA	Junho	IPCA
Três Marias – Várzea da Palma	100%	8.376.987	8.376.987	NA	Junho	IPCA
Total	-	296.935.650	296.935.650	-	-	-

Ao final do exercício de 2019 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 2020 é de R\$ 311.662 mil (variação de 6,8% em relação a 2019). 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 2019 a 2025:

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

Linha de transmissão - RAP esperada - ano civil	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Acesita - Ipatinga 1	468.048	488.538	506.198	524.081	543.488	562.843	406.437
Água Vermelha - São Simão	6.234.974	6.507.931	6.743.187	6.981.406	7.239.933	7.497.768	5.414.244
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	154.638	161.501	167.339	173.250	179.666	186.064	192.678
Baguari - Governador Valadares 2	760.337	793.618	822.306	851.356	882.882	914.324	666.148
Baguari - Mesquita	1.806.521	1.885.601	1.953.764	2.022.785	2.097.691	2.172.396	1.574.619
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	918.110	958.303	992.945	1.028.023	1.066.092	1.104.058	797.256
Barão de Cocais 3 - Taquaril	495.410	517.396	536.100	555.039	575.592	596.091	617.280
Barão de Cocais 3 - White							
Martins/AngloGold	540.344	585.740	606.914	628.355	516.530	399.846	318.050
Barbacena 2 - Lafaiete	2.798.859	2.921.389	3.026.994	3.133.930	3.249.982	3.365.723	2.430.436
Barbacena 2 - Pimenta	10.349.686	10.802.779	11.193.290	11.588.718	12.017.858	12.445.849	8.987.324
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	3.431.420	3.754.297	3.890.011	4.027.435	3.178.752	2.294.233	1.666.647
Barreiro - Neves 1	577.267	602.883	624.677	646.745	670.694	694.580	719.270
Barreiro - Taquaril	351.080	366.660	379.915	393.336	407.902	422.428	437.444
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	14.774.472	15.421.276	15.978.741	16.543.227	17.155.836	17.766.805	12.829.661
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	14.790.013	15.437.497	15.995.548	16.560.628	17.173.881	17.785.493	12.843.156
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	8.257.180	8.618.666	8.930.223	9.245.704	9.588.080	9.929.539	7.170.261
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	8.266.245	8.628.129	8.940.028	9.255.854	9.598.606	9.940.441	7.178.133
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	6.921.120	7.575.080	7.848.912	8.126.193	6.398.912	4.598.797	3.320.856
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	10.700.432	11.711.489	12.134.849	12.563.540	9.893.069	7.109.992	5.134.226
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	350.725	404.037	423.098	442.422	462.727	479.768	497.145
Emborcação - Itumbiara	15.768.811	17.258.766	17.882.655	18.514.401	14.579.031	10.477.720	7.566.109
Emborcação - Nova Ponte	5.623.067	5.869.236	6.081.404	6.296.243	6.529.398	6.761.929	4.882.885
Emborcação - São Gotardo	29.114.175	31.865.100	33.016.995	34.183.395	26.917.468	19.345.159	13.969.413
Governador Valadares 2 - Mesquita	4.367.857	4.780.565	4.953.378	5.128.368	4.038.296	2.902.260	2.095.763
Guilman Amorim - Ipatinga 1	547.676	571.981	592.658	613.595	636.317	658.978	682.403
Guilman Amorim - Nova Era 2	210.501	219.843	227.790	235.837	244.570	253.280	262.283
Ipatinga - Porto Estrela	470.786	491.680	509.453	527.451	546.983	566.463	586.599
Ipatinga - Usiminas	72.254	75.461	78.189	80.951	83.949	86.938	90.029
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	192.647	201.039	208.307	215.666	223.652	231.617	204.968
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	267.590	287.757	298.159	308.692	271.041	231.617	204.968
Itabira 2 - Itabira 4	185.653	193.891	200.900	207.997	215.699	223.381	231.321
Itabira 2 - João Monlevade 2	317.759	331.861	343.858	356.005	369.189	382.336	395.927
Itabira 2 - Nova Era 2	274.289	286.462	296.817	307.303	318.682	330.032	341.763
Itabira 2 - Porto Estrela	905.920	946.124	980.326	1.014.958	1.052.543	1.090.027	1.128.774
Itabira 2 - Sabará 3	759.980	793.708	822.400	851.453	882.983	914.429	946.934
Itabira 4 - Taquaril	1.044.215	1.090.556	1.129.978	1.169.897	1.213.219	1.256.426	1.301.088
Itabirito 2 - Jeceaba	2.663.822	2.780.342	2.880.849	2.982.622	3.093.070	3.203.224	2.403.294
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	220.496	230.132	238.452	246.875	256.017	265.135	206.366
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	1.225.288	1.338.332	1.386.712	1.435.701	1.145.452	842.866	628.768
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	12.983.223	14.207.101	14.720.675	15.240.716	12.016.898	8.657.036	6.272.550
Itajubá 3 - Poços de Caldas	405.308	466.917	488.944	511.276	534.741	554.434	574.515
Jaguara - Nova Ponte	6.836.520	7.135.812	7.393.766	7.654.967	7.938.437	8.221.148	5.936.607
Jaguara - Pimenta (LT1)	3.297.899	3.444.259	3.568.766	3.694.841	3.831.664	3.968.121	4.109.175
Jaguara - Pimenta (LT2)	3.301.344	3.447.858	3.572.495	3.698.701	3.835.667	3.972.266	4.113.468
Jaguara - São Simão	22.196.369	23.168.090	24.005.596	24.853.648	25.773.999	26.691.886	19.276.547
Jaguara - Volta Grande	3.411.918	3.561.527	3.690.273	3.820.640	3.962.121	4.103.224	4.249.081
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	40.764	42.549	44.087	45.645	47.335	49.021	35.398
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	26.788	27.961	28.972	29.995	31.106	32.214	23.262
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	54.158	56.529	58.573	60.642	62.888	65.127	47.029
Jagura - L. C. Barreto (Estreito)	478.146	499.366	517.418	535.697	555.534	575.319	595.769
Jeceaba - Lafaiete	1.557.151	1.625.240	1.683.991	1.743.482	1.808.044	1.872.434	1.426.944
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	2.653.132	2.902.470	3.007.391	3.113.634	2.459.186	1.777.092	1.293.213
Mesquita - Usiminas	516.243	563.053	583.407	604.017	475.629	341.827	246.838
Mesquita - Vespasiano 2	9.619.562	10.040.692	10.403.654	10.771.187	11.170.053	11.567.851	8.353.309
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	12.116.983	13.261.886	13.741.292	14.226.734	11.202.739	8.051.232	5.813.908
Neves 1 - Sete Lagoas 4	1.182.249	1.234.333	1.278.953	1.324.135	1.373.169	1.422.071	1.472.621
Neves 1 - Taquaril	1.945.494	2.030.664	2.104.071	2.178.402	2.259.070	2.339.522	1.689.402
Neves 1 - Vespasiano 2	3.084.738	3.376.208	3.498.255	3.621.838	2.851.990	2.049.681	1.480.103
Nova Era 2 - Silicon	768.902	838.622	868.937	899.635	708.411	509.124	367.645
Nova Lima 6 - Taquaril	2.563.230	2.794.315	2.895.327	2.997.611	2.421.151	1.819.978	1.396.101
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	2.193.287	2.390.827	2.477.253	2.564.768	2.072.609	1.559.344	1.197.506
Pimenta - Taquaril	6.178.483	6.450.399	6.683.575	6.919.687	7.175.929	7.431.484	7.695.651
Pirapora 2 - Várzea da Palma	2.823.729	3.090.536	3.202.256	3.315.383	2.610.674	1.876.251	1.354.867
Sabará 3 - Taquaril	189.174	197.569	204.711	211.943	219.791	227.619	235.710
São Gotardo 2 - Três Marias	13.457.910	14.729.514	15.261.972	15.801.136	12.442.491	8.942.222	6.457.305
Sete Lagoas 4 - Três Marias	4.827.787	5.040.486	5.222.695	5.407.198	5.607.431	5.807.128	6.013.554
Três Marias - Várzea da Palma	7.808.020	8.545.780	8.854.702	9.167.515	7.218.893	5.188.105	3.746.404
Total	283.698.178	302.926.209	313.886.326	324.984.510	298.183.382	269.963.616	206.805.408

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 2019 representou mais um ano de baixa hidrologia na região Sudeste. A ENA – (Energia Natural Afluyente) média do ano ficou abaixo de 80% da média histórica, contra 90% em 2018. A longa sequência de baixas hidrologias tem mantido os reservatórios do Sudeste em níveis inferiores a 60% ao final do período úmido, o que historicamente são baixos volumes. Durante o período seco, houve um rápido deplecionamento que levou os reservatórios do Sudeste a valores próximos dos mínimos históricos.

O PLD (Preço da Liquidação de Diferenças) médio do Sudeste em 2019 foi R\$227,10/MWh, comparado a R\$288,57/MWh em 2018, representando uma redução de 21,30%. Apesar da piora na hidrologia e armazenamento ao longo do ano na região Sudeste, os excedentes de geração da região Norte no primeiro semestre e da região Nordeste no segundo semestre contribuíram para manter o preço mais baixo. Dessa forma, o GSF (*Generation Scaling Factor*) apresentou um melhor comportamento em 2019 quando comparado a 2018, com o valor médio de 0,91 em 2019 frente a 0,84 em 2018.

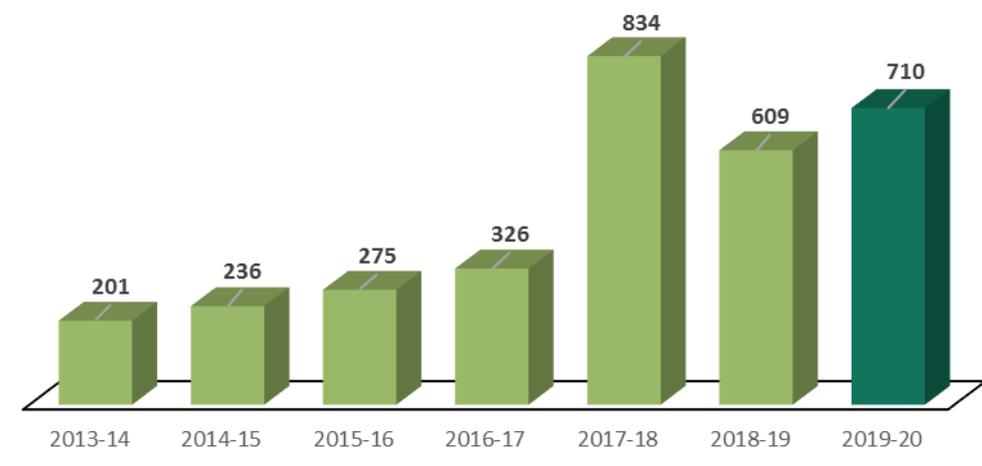
Transmissão de energia elétrica

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 (RAP's) 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 e melhorias 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*.

Em julho de 2019, a RAP da Companhia (contrato de concessão 006/1997) recebeu reajuste líquido de 16,35% composto da aplicação de IPCA sobre a receita já homologada, reconhecimento dos novos reforços e melhorias e reconhecimento de itens de recurso administrativo, além da parcela do custo de capital não incorporado após a renovação da concessão ocorrida no início de 2013, conforme Portaria 120/2016 MME. A RAP de Itajubá (contrato 079/2000) recebeu um reajuste líquido de 18,16%, composto da aplicação do IGP-M sobre a receita já homologada e do reconhecimento dos novos reforços e melhorias.

RAP Cemig Transmissão



DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS

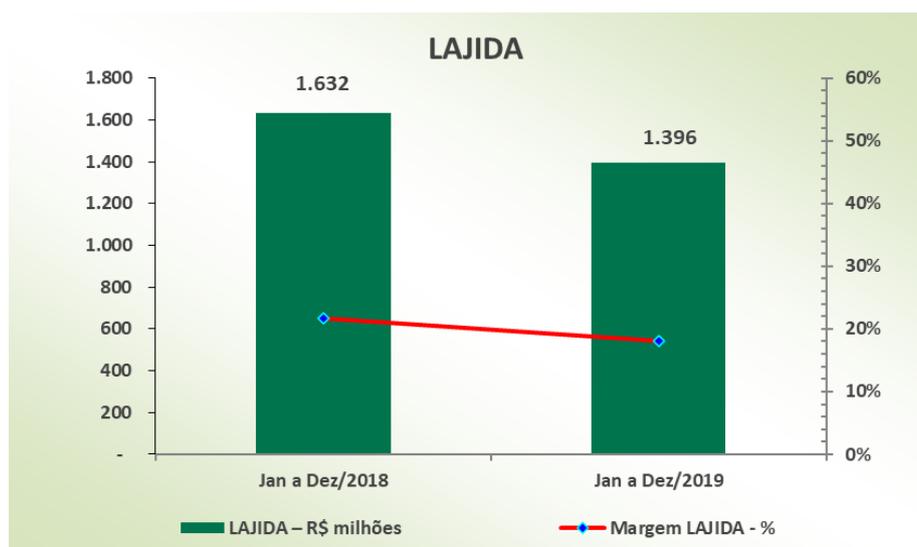
Lucro líquido do exercício

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, no exercício de 2019, lucro líquido de R\$984 milhões em comparação ao lucro líquido de R\$781 milhões no exercício de 2018, um aumento de 25,99%. As principais variações na receita, nos custos, despesas e resultado financeiro estão apresentadas na sequência destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

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

O Lajida da Companhia apresentou uma redução de 14,46% no exercício 2019 em comparação ao exercício de 2018, conforme segue:

Lajida - R\$ milhões	2019	2018	Variação %
Lucro líquido do exercício	984	781	25,99
+/- Despesa de IR e contribuição social correntes e diferidos	352	178	97,75
+/- Resultado financeiro líquido	(213)	393	-
+ Amortização e depreciação	273	280	(2,50)
= Lajida	<u>1.396</u>	<u>1.632</u>	<u>(14,46)</u>



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 Normas Internacionais de Relatório Financeiro (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 o 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.

O Lajida observado no exercício de 2019 foi afetado negativamente pelo aumento de 8,52% nos custos gerenciáveis, excluídos os efeitos da depreciação e amortização. Essa variação decorreu principalmente de aumento nas provisões operacionais. Maiores detalhes nos itens específicos deste Comentário.

Como efeito positivo no Lajida, destaca-se o reconhecimento de receita no montante R\$397 milhões referente a ICMS sobre PIS/Pasep e Cofins, aumento da receita com transações com energia na CCEE, e reconhecimento de menor perda com resultado de equivalência patrimonial.

A margem do Lajida passou de 21,66% em 2018 para 18,04% em 2019.

Receita operacional

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

Receita	R\$ Milhões	
	2019	2018
Fornecimento faturado	3.808	3.711
Fornecimento - não faturado	20	3
Suprimento faturado (*)	2.547	2.670
Suprimento - não faturado	(73)	(5)
Fornecimento bruto	6.302	6.379
Energia elétrica de curto prazo	393	147
Subtotal	6.695	6.526
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	1.045	1.007
Total	7.740	7.533

(*) 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Industrial	12.115	13.399	2.928	3.004	241,68	224,20
Comercial	4.322	3.159	879	707	203,38	223,81
Rural	3	1	1	-	333,33	-
Fornecimento não faturado líquido	-	-	20	3	-	-
	16.440	16.559	3.828	3.714	-	-
Suprimento a outras concessionárias (*)	11.159	11.859	2.547	2.670	232,86	225,15
Suprimento não faturado líquido	-	-	(73)	(5)	-	-
	27.599	28.418	6.302	6.379	-	-

(*) 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\$6.302 milhões em 2019 em comparação a R\$6.379 milhões em 2018. Essa variação decorreu, essencialmente, da elevação no preço médio de 2,24% em função do reajuste nos preços dos contratos de venda de energia, sendo compensado parcialmente pela redução de 3,66% na quantidade de energia vendida.

Receita de concessão de transmissão

A receita de transmissão da Companhia é constituída pela soma das receitas de todos os ativos da transmissão. Assim, os contratos de concessão estabelecem as Receitas Anuais Permitidas (RAP's) dos ativos do sistema existente, atualizadas anualmente com base principalmente na variação do IPCA. A partir de então, todos os reforços e adequações que são implementados por meio de autorização específica da Aneel constituem uma nova parcela de RAP.

Essa receita foi de R\$1.045 milhões em 2019 comparada a R\$1.007 milhões em 2018, representando um crescimento de 3,77%. Essa variação decorre, principalmente, do reajuste pela inflação da RAP anual, ocorrida em julho de 2019, acrescida das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados. Inclui adicionalmente ajuste de expectativa do fluxo de caixa contratual da concessão.

Os percentuais e os índices aplicados para o reajuste variam de acordo com as concessões, sendo aplicável o IPCA para o contrato da Companhia e IGPM para a Cemig Itajubá. Em 2019, os reajustes da RAP foram de 10,53%, incluindo a parcela referente aos novos investimentos, e 14,60%, para os contratos de concessão da Companhia e Cemig Itajubá, respectivamente, compostos pela aplicação do índice de reajuste da inflação e do reconhecimento dos novos reforços e melhorias.

Adicionalmente, a receita de transmissão é composta pelos encargos setoriais, sendo o mais significativo vinculado à CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), que apresentou crescimento de 52,11% em 2019 em comparação a 2018. Maiores detalhes nos itens específicos deste Comentário.

Receita de indenização da transmissão

A receita de indenização da transmissão foi de R\$38 milhões em 2019, comparada a R\$101 milhões em 2018, representando uma redução de 62,38%.

A Companhia calcula a atualização do saldo a receber da indenização a partir da aplicação do IPCA e do custo médio de capital regulatório sobre o saldo remanescente, conforme previsto na regulação do setor. A indenização está sendo recebida por meio da RAP, desde julho de 2017, pelo período de 8 anos.

No início do ciclo tarifário, que ocorre em julho de cada ano, os recebimentos acrescidos do reajuste previsto para o ciclo, correspondentes à amortização do saldo devedor até o final do período, são excluídos da base de remuneração, reduzindo o montante remanescente da indenização e a remuneração sobre este saldo.

Em julho de 2019, a parcela da RAP referente ao custo de capital não incorporado após a renovação da concessão ocorrida no início de 2013, conforme Portaria 120/2016 MME, teve um incremento de 14,32%. Além disso, a Aneel acatou o recurso à REH 2.408/2018 interposto pela Companhia reconhecendo o erro material no cálculo do custo anual dos ativos elétricos da RBSE, elevando esse incremento para 23,93%. Esse reajuste gera um aumento no montante da indenização a ser recebida durante o ciclo tarifário, ocasionando uma redução no saldo remanescente da indenização, e, conseqüentemente, uma redução da atualização incidente sobre este saldo.

Maiores informações na nota explicativa nº 14 – Imobilizado e Intangível

Receita com transações com energia na CCEE

A receita com transações com energia na CCEE foi de R\$394 milhões em 2019, comparada a R\$147 milhões em 2018, representando um crescimento de 112,97%. Esta variação decorre, principalmente, da obtenção de maior sobra de energia em 2019 pela Companhia, que foi valorizada pelos Preços de Liquidação de Diferenças – PLD's definidos mensalmente. Apesar de o PLD médio anual ter sofrido uma redução de 21,30%, as sobras de energia ocorreram em 2019 nos meses que apresentaram PLD's elevados, aumentando a receita na CCEE nestes meses e a receita esperada no ano.

Impostos e encargos incidentes sobre a receita

Os tributos e encargos incidentes sobre a receita foram de R\$1.617 milhões em 2019 comparados a R\$1.474 milhões em 2018, apresentando crescimento de 9,70%. As principais variações estão descritas a seguir:

Conta de desenvolvimento energético (CDE)

A conta de desenvolvimento energético (CDE), cujos pagamentos são definidos por meio de Resolução da Aneel, tem como finalidade cobrir os custos com indenizações de concessão, subsídios tarifários, subvenção da redução tarifária equilibrada, baixa renda e carvão mineral e conta de consumo de combustíveis.

Os encargos referentes à CDE foram de R\$235 milhões em 2019 comparados a R\$153 milhões em 2018, uma variação de 53,59%. A TUST-CDE das transmissoras é homologada anualmente e juntamente com a aprovação do orçamento da CDE, cujo ciclo de vigência é o ano civil. A TUST-CDE que passou a vigorar a partir de janeiro de 2019 sofreu um aumento de 40,00% devido ao crescimento da quota anual de 2019 em comparação a de 2018, que incorporou o aumento médio de 14,00% no custo unitário da CDE (Quota Anual/MWh) e o repasse da revisão do orçamento de 2018.

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\$3.780 milhões em 2019 em comparação a R\$3.764 milhões em 2018.

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

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\$3.780 milhões em 2019, comparado a R\$3.764 milhões em 2018, representando uma redução de R\$16 milhões. Essa variação decorre, principalmente, da redução das despesas com compra de energia de curto prazo, sendo de R\$78 milhões em 2019, comparada a R\$132 milhões em 2018, representando uma redução de 40,91%.

O resultado da energia de curto prazo representa o saldo líquido entre as receitas e as despesas das operações ocorridas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. A variação decorre, principalmente, da redução de 36,26% no valor médio do preço de liquidação de diferenças – PLD, que foi de R\$227,10/MWh, para 2019, e R\$288,57/MWh, para 2018.

Custos gerenciáveis

Os custos gerenciáveis foram de R\$1.562 milhões em 2019 em comparação a R\$745 milhões em 2018, representando um aumento de 109,66%.

Vide mais informações sobre a composição dos não gerenciáveis na nota explicativa nº 25 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\$452 milhões em 2019 comparada a R\$395 milhões em 2018, representando aumento de 14,45%. Essa variação é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- Reajuste salarial de 2,55% a partir de novembro de 2019, em função de Acordo Coletivo.
- Aumento de 1,22% no número médio de empregados, sendo 1.341 em 2019 em comparação a 1.324 em 2018.

Participação dos empregados no resultado

O montante de despesa relacionada à participação dos empregados no resultado foi de R\$63 milhões em 2019 comparado a R\$17 milhões em 2018. Esta variação decorre do crescimento do resultado societário consolidado da Cemig, controladora da Companhia, base de cálculo para o pagamento de participação, tendo em vista que os acordos coletivos da Cemig Distribuição, Cemig Geração e Transmissão e Cemig são unificados.

Provisões operacionais

As provisões operacionais resultaram em uma despesa de R\$1.160 milhões em 2019 comparada a R\$125 milhões em 2018. Essa variação é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores:

- Constituição de perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD) em 2019 no valor de R\$8 milhões na comparação de reversão de R\$3 milhões em 2018, em função, especialmente, da expectativa de perda na carteira de grandes consumidores livres. Mais detalhes na nota explicativa nº 7.
- Reconhecimento, em junho de 2019, de provisão para perda 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. Mais detalhes na nota explicativa nº 27 – Transações com partes relacionadas.
- Reconhecimento, de provisão de contingência tributária no montante de R\$283 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 20 – Provisões para litígios.
- Referidos aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 40,78% das provisões para opção de venda da SAAG, que representaram uma constituição de R\$63 milhões em 2019, em comparação a R\$108 milhões em 2018. Mais informações sobre a metodologia de cálculo das opções na nota explicativa nº 28 – Instrumentos financeiros e gestão de risco.

Resultado de equivalência patrimonial

Foram reconhecidos ganhos líquidos com equivalência patrimonial de R\$481 milhões em 2019 em comparação ao reconhecimento de ganhos líquidos no montante de R\$8 milhões em 2018.

Essa variação decorre, principalmente, de menores perdas com a investida Santo Antônio Energia. O resultado negativo com equivalência patrimonial de Santo Antônio Energia foi de R\$189 milhões em 2019 na comparação de R\$301 milhões em 2018.

Vide a composição dos resultados de equivalência patrimonial por investida na nota explicativa nº 13 - Investimentos.

Resultado Financeiro Líquido

O resultado financeiro correspondeu a uma receita financeira líquida de R\$213 milhões em 2019 em comparação a uma despesa financeira líquida de R\$393 milhões em 2018. As principais variações estão relacionadas a seguir:

- Ganho com operação de *hedge* contratada para proteção dos riscos de variação de moeda estrangeira vinculada ao Eurobonds, que alcançou o montante de R\$998 milhões, em 2019, em comparação a R\$893 milhões em 2018. Essa variação decorreu, principalmente, da redução da curva estimada da taxa futura de juros durante a vigência dos contratos, contribuindo para reduzir a ponta passiva (obrigação da Companhia), que é indexada ao Depósito Interfinanceiro (DI), e para o valor presente da marcação a mercado do instrumento financeiro. O aumento no valor justo da opção (call spread) também contribuiu para o ganho nas operações de *hedge*;
- Reconhecimento de uma receita financeira no montante de R\$228 milhões em 2019, decorrente da atualização dos créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS, resultante do reconhecimento do direito da Companhia de excluir este imposto da base de cálculo dessas contribuições com efeitos desde julho de 2003. Mais informações na nota explicativa nº 9 – Créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS.
- Redução da despesa financeira relacionada à variação cambial vinculada aos empréstimos em moeda estrangeira, no montante de R\$234 milhões em 2019 comparados a R\$580 milhões em 2018, uma redução de 59,66%. Essa redução decorre da queda na variação da taxa de câmbio vigente no período, tendo sido de 4,02% em 2019 e 17,13% em 2018.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 26 destas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia apurou em 2019, 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 26,22% de alíquota efetiva. Em 2018, a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$178 milhões em relação ao lucro de R\$959 milhões antes dos efeitos fiscais, representando 18,56% de alíquota efetiva.

Estas alíquotas efetivas estão conciliadas com as taxas nominais na nota explicativa nº 11 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.

A Administração da Companhia monitora seu fluxo de caixa e, nesse sentido, avalia medidas visando à adequação de sua atual situação patrimonial aos patamares considerados adequados para fazer face às suas necessidades.

Caixa e equivalentes a caixa

O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2019 totalizaram R\$136 milhões, em comparação a R\$227 milhões em 31 de dezembro de 2018, 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 2019 totalizou R\$723 milhões em comparação ao caixa líquido de R\$1.790 milhões gerado pelas atividades operacionais em 2018. Essa redução decorre, principalmente, do fato de o caixa de 2018 ter sido significativamente afetado pelo recebimento da indenização dos ativos não amortizados ou não depreciados, relativos aos Projetos Básicos das Usinas São Simão e Miranda, no montante de R\$1.140 milhões.

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O caixa líquido gerado pelas atividades de investimento em 2019 totalizou R\$92 milhões em comparação ao caixa líquido de R\$790 milhões consumido pelas atividades de investimento em 2018. Essa variação deve-se, basicamente, ao recebimento do mútuo com a Cemig (controladora da Cemig GT), no montante de R\$400 milhões, sendo que no ano anterior ocorreu, no sentido inverso, a saída de recursos para provimento à Cemig no montante de R\$391 milhões. Adicionalmente, ocorreram em 2018 investimentos em controladas no montante de R\$657 milhões em comparação a R\$44 milhões em 2019.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento durante 2019 totalizou R\$905 milhões em comparação a R\$1.140 milhões consumidos em 2018. Essa redução é decorrente, principalmente, da menor amortização de empréstimos em 2019, no montante de R\$610 milhões, sendo que em 2018 a amortização de empréstimos, líquida de captações, de R\$932 milhões.

Política de captação de recursos e gestão da dívida

Nos exercícios de 2017 e 2018, o refinanciamento da dívida da Companhia teve custos mais altos que os historicamente verificados, à luz do desafio de liquidez que se lhe impunha. Em 2019, por outro lado, a Cemig, beneficiando-se da reabertura do mercado de capitais, concentrou esforços na redução dos custos e alavancagem financeira.

Seguindo firme no propósito de melhorar a qualidade de seu crédito, foram amortizados R\$610 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 e maior eficiência operacional, combinada com uma estratégia de gestão prudente do passivo.

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		

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

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

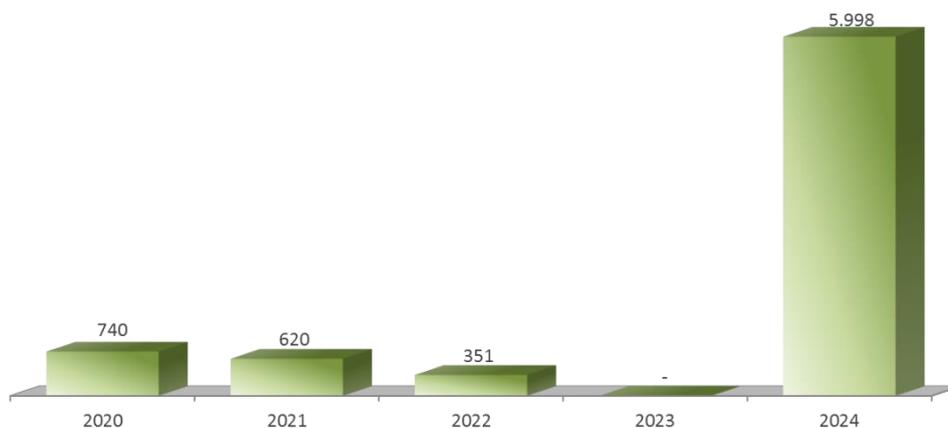
Os detalhes das captações de recursos da Companhia, incluindo os custos e os prazos, estão presentes na nota explicativa nº 17 das Demonstrações Contábeis Regulatórias.

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 2019, no montante de R\$7.709 milhões, tem seu cronograma de amortizações com prazo médio de 4,3 anos. Mais detalhes na nota explicativa nº 17 das Demonstrações Contábeis Regulatórias.

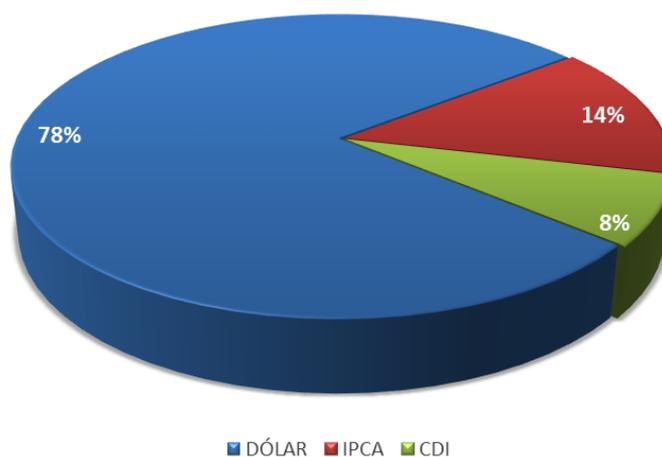
O cronograma de amortizações da dívida está evidenciado no gráfico a seguir:

Cronograma de amortizações da dívida
Posicionamento em dezembro de 2019 (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 2,46% a.a. a preços constantes e de 6,75% a.a. em custo nominal.

Principais indexadores da dívida em 31 de dezembro de 2019



PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO

O Conselho de Administração deliberou encaminhar à Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), a ser realizada até o dia 31 de julho de 2020, a seguinte proposta de destinação do lucro líquido societário de 2019, no montante de R\$835 milhões, do saldo realização do custo atribuído de Imobilizado no montante de R\$18 milhões e do saldo referente à reversão da reserva de incentivos fiscais relativo a exercícios anteriores no montante de R\$1 milhão:

- R\$42 milhões para constituição de reserva legal;
- R\$270 milhões para pagamento de juros sobre o capital próprio;
- R\$188 milhões, sejam mantidos para pagamento de dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$354 milhões sejam mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros.

INVESTIMENTOS

Investimentos em Geração:

Em 2019, a usina de Belo Monte iniciou a geração plena de energia, com todas as unidades geradoras em atividades. A Companhia, com participação indireta de 11,69% no empreendimento, já investiu aproximadamente R\$1,61 bilhão.

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.

A PCH Poço Fundo, localizada no Rio Machado, no município de Poço Fundo/MG, faz parte do portfólio da Companhia e será transferida para a SPE Cemig Geração Poço Fundo S.A.

Em 2019, a SPE encontrava-se em fase pré-operacional, estruturando-se para a ampliação da potência instalada da PCH Poço Fundo e para a operação e manutenção da usina até o término da concessão.

As obras de ampliação serão iniciadas em 2020 ao custo aproximado de R\$140 milhões e com previsão de término até 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 que permitiu ampliar o programa plurianual de investimentos para a Companhia de R\$1,1 bilhão para R\$1,45 bilhão, que viabilizará, no futuro, a agregação de novas receitas decorrentes desses investimentos, e a mitigação de importantes riscos para a operação do sistema.

Os investimentos em 2019 foram de R\$220 milhões.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração da Companhia é composto por nove integrantes efetivos, sendo oito indicados e eleitos pelos acionistas e um integrante que é eleito pelos empregados, conforme previsto na Lei nº 13.303/2016. O Estatuto Social contempla mandato unificado de dois anos, sendo permitida, no máximo, três reconduções consecutivas. Em 2019, foram realizadas 30 reuniões para deliberações e apresentações sobre diversos assuntos como planejamento estratégico e orçamentário, projetos de investimentos e aquisições, dentre outros.

O Comitê de Auditoria, criado com a reforma do Estatuto Social em junho de 2018 e em cumprimento ao disposto na Lei 13.303/2016, é órgão colegiado de assessoramento sendo vinculado ao Conselho de Administração no que se refere ao exercício de suas funções 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 três integrantes, com mandato de três anos, sendo permitida uma reeleição. Em 2019 foram realizadas 47 reuniões do Comitê de Auditoria.

O Conselho Fiscal é permanente e constituído por cinco integrantes efetivos e respectivos suplentes, eleitos para mandato de dois anos, sendo permitidas, no máximo, duas reconduções consecutivas. Suas atribuições são fixadas na legislação brasileira aplicável, e, quando com estas não conflitarem, nas leis dos países em que as ações da Cemig são listadas e negociadas. Em 2019 foram realizadas 15 reuniões do Conselho Fiscal.

RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesses e 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 contábeis regulatórias da Companhia é a Ernst & Young Auditores Independentes S.S.. Os serviços prestados pelos auditores independentes da Companhia foram como segue, em milhares de Reais:

Serviços	2019	% em relação à auditoria	2018	% em relação à auditoria
Auditoria de demonstrações contábeis	1.699	100%	1.183	100%
Auditoria de obrigações acessórias no sistema público de escrituração digital – SPED	212	12%	313	26%
Carta conforto para emissão de instrumentos de dívida	-	-	912	77%
Total	1.911	112%	2.408	203%

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

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

AUDITORIA INTERNA 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.

No ano de 2019, de forma a dar maior ênfase nas questões que envolvem a gestão de riscos e conformidade, foi criada uma diretoria adjunta de Compliance na Cemig.

Nesse sentido, foi aprovada, em 2019, pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, a nova Matriz de Riscos Corporativos – *Top Risks* e de Riscos de *Compliance* vigente para os exercícios de 2019 e 2020.

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.

GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO

O setor de energia elétrica na Europa, Estados Unidos e em várias outras partes do mundo 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.

Todas essas transformações afetam diretamente o setor energético e representam, ao mesmo tempo, ameaças e oportunidades para uma empresa como a Companhia. São mudanças que podem ser agrupadas em torno de três tendências, denominadas “**3D**”: 1) **D**igitalização, 2) **D**escarbonização e 3) **D**escentralização, as quais colocam novos tipos de demandas sobre o setor elétrico, vindas da sociedade, de outros setores da economia e do próprio governo por meio de suas agências reguladoras.

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;
- definir estratégias para a execução de Projetos de P&D a curto, médio e longo prazo;
- 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.

Em 2019 foram contratados seis projetos resultantes de um Edital Específico associado aos “3D”, denominado Cemig 4.0, contemplando as seguintes iniciativas:

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

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 do local.

Alguns projetos de destaque no ano de 2019 são:

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 2019 do Al6% envolveu a participação de 1.546 empregados da Cemig que, voluntariamente, destinaram R\$1,16 milhão, com o intuito de beneficiar aproximadamente 27 mil crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade, atendidos por 181 instituições. A Cemig também destinou parte do imposto de renda devido para os mesmos FIA's. O valor investido pela Empresa foi de R\$4,61 milhões. No total, foram destinados R\$5,77 milhões para entidades distribuídas em 95 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 apoiadora da cultura do Estado de Minas Gerais, com investimentos próximos a R\$14,22 milhões em 2019, sendo uma das prioridades da Empresa em Cidadania Corporativa, contribuindo para a geração de oportunidades de lazer, na composição crítica e desenvolvimento humano.

Saúde:

A Cemig GT destinou R\$2,3 mil para 50 projetos sociais, entre eles são contemplados o Fundo do Idoso, Fundo da Infância e Adolescência que contempla projetos de Instituições de educação, acolhimento e amparo, e tratamento de crianças e idosos e as Apaes.

Esportes:

Em 2019, o total investido pela Cemig em Esportes foi de R\$1,2 milhões.

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.

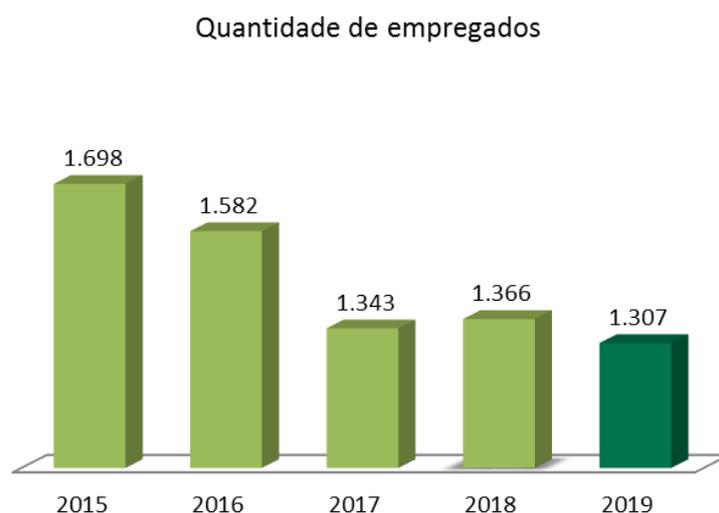
Para a Companhia, estes projetos fortalecem sua imagem como empresa comprometida com o desenvolvimento de hábitos saudáveis, bem-estar e desenvolvimento das comunidades locais.

Recursos Humanos

A Cemig 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. Na busca de incorporação de novos talentos, promover o rodízio natural do quadro, aproveitando das oportunidades também para revisão de processos e maior eficiência, a Companhia implementou programas de desligamento voluntário nos últimos anos, o que teve como consequência uma redução relevante no quadro de empregados nos últimos 5 anos, passando de 1.698 empregados em 2015 para 1.307 em 2019, conforme apresentado no gráfico a seguir:



Covid 19 – Medidas de precaução aos empregados

A Companhia implementou uma série de medidas de precaução para que seus empregados não se exponham a situações de risco, tais como: restrição de viagem nacionais e internacionais, suspensão de visitas técnicas e de eventos nas instalações da Cemig, utilização de meios de comunicação remota, home office para determinado grupo de empregados, etc.

A Companhia poderá adotar medidas adicionais para reduzir a exposição dos seus empregados aos riscos de contaminação, garantindo a continuidade da prestação dos seus serviços, essenciais à sociedade.

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 da Cemig, 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 empreiteiras, principalmente empresas prestadoras de serviço para a Cemig Distribuição.

A UniverCemig buscou a capacitação profissional de 68 novos empregados, sendo 11 eletricitistas, 2 mantenedores, 46 técnicos e 9 engenheiros.

A capacitação profissional dos novos empregados e também os treinamentos de requisitos legais, principalmente a reciclagem bienal das normas NR10 e NR35, realizados em 2019 foram responsáveis por incremento na média de horas de treinamento presencial por empregado próprio que passou de 44,53 horas em 2018 para 52,32 horas em 2019.

Em 2019, foram viabilizadas 2.702 participações em treinamentos técnicos presenciais para os empregados, totalizando 68.382 homem-hora treinados.

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

Meio Ambiente

Em 2019, a Companhia totalizou cerca de R\$44,6 milhões em recursos aplicados em meio ambiente. 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.

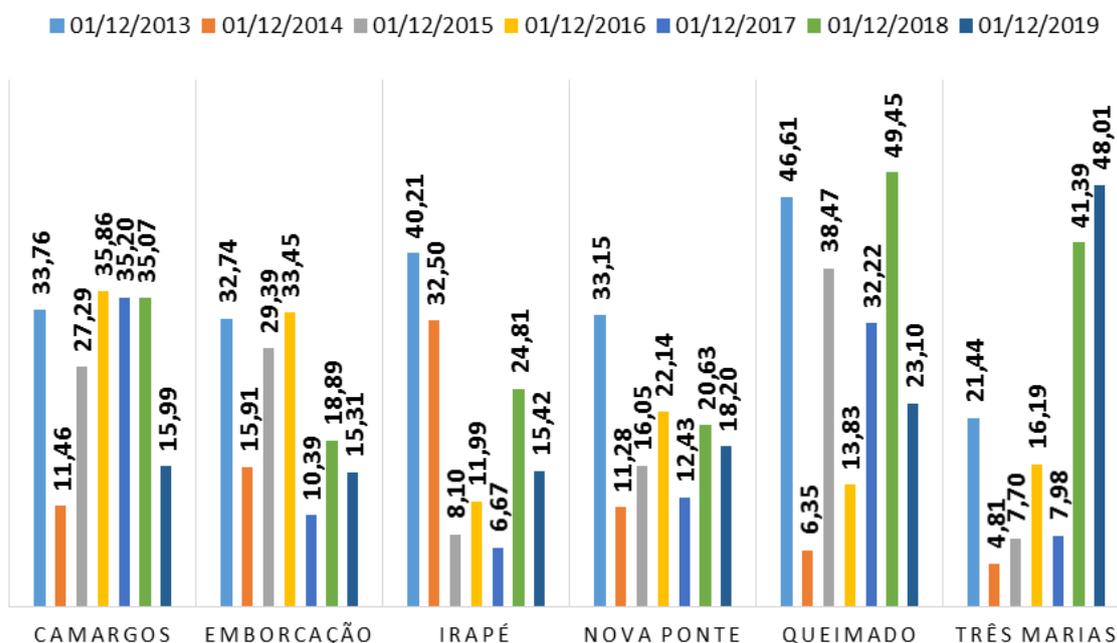
O despacho da matriz hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional - SIN compete ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a fiscalização e 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 diários 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 2019, 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 também à lei federal nº 12.334/2010, 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, são estabelecidas 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
- Divulgação, treinamento e atualização.

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

A Cemig manteve em 2019, a política de estreitar o relacionamento com o público externo focado em situações de emergência, especificamente, os COMPDEC's - Coordenadorias Municipais de Proteção e Defesa Civil. Trabalhou temas inseridos no tratamento da lei nº 12.334/2010 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 PAE's 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 PAE's 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.

Em alinhamento com a CEDEC MG, em cumprimento à legislação, a empresa realizou em 2019 reuniões de "Cultura de Emergência e Prontidão - Preparação ao PAE Externo - Planos de Ações de Emergências", junto aos COMPDEC's - Conselhos Municipais de Proteção e Defesa Civil. Foram realizadas as últimas 9 reuniões para os municípios que não foram abordados em 2018 e foram sensibilizados 24, dos 33 últimos municípios de interesse convidados, com participação de cerca de 70 agentes de Defesa Civil.

Ainda em 2019, foram realizadas 12 reuniões com a presença de 30, dos 38 municípios de interesse convidados, realizando a entrega oficial dos PAE's Externos de 11 barragens, apresentando os estudos de Propagação das Manchas de Inundação para cenários de Ruptura e Cheias excepcionais, com indicativos de determinação de PE - Pontos de Encontro e RF - Rotas de fuga. O programa também desenvolveu e disponibilizou um aplicativo para smartphones, como ferramenta de gestão de riscos, notificação de alertas e ação de cadastros para uso das COMPDEC's.

Para melhorar a percepção do risco e permitir que os planos de contingência municipais sejam desenvolvidos com melhor conteúdo técnico, a Cemig, por meio de empresa especializada contratada, realizou levantamentos de topografia, para o processo de elaboração de base cartográfica do vale a jusante de 43 usinas hidrelétricas e para utilização em modelos computacionais de propagação hidráulica de oito cenários de vazões para subsidiar a elaboração de planos de ações emergenciais para ruptura de barragens e cheias naturais.

O grande ganho que a abordagem adotada pela Cemig propõe 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 COMPDEC's. 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

No exercício de 2019, foram encaminhadas para destinação final 410,7 toneladas de resíduos industriais: 72,20% desses resíduos foram alienados ou reciclados; 0,28% regenerados, reutilizados ou descontaminados; e 27,40% coprocessados, incinerados, enviados para tratamento (efluentes e lodos) ou dispostos em aterro industrial.

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 proporcionam 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 2019 foram executados sete projetos de pesquisa, com uso de recursos próprios e de P&D, bem como publicados 49 trabalhos relacionados aos projetos ou ações do programa peixe vivo, apresentando resultados dos projetos em andamento e de projetos que já encerraram. Os projetos de pesquisa coordenados pela equipe do peixe vivo em 2019, envolveram um total de 50 pessoas de instituições de ensino e pesquisa.

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

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
NOMES	
Márcio Luiz Simões Utsch	
Antônio Rodrigues dos Santos e Junqueira	
Cledorvino Belini	
José Reinaldo Magalhães	
Romeu Donizete Rufino	
José João Abdalla Filho	
Marcelo Gasparino da Silva	
Vago	
Cornélio Antônio Pereira	

CONSELHO FISCAL	
MEMBROS EFETIVOS	MEMBROS SUPLENTE
Gustavo de Oliveira Barbosa	Germano Luiz Gomes Vieira
Marco Aurélio de Barcelos Silva	Carlos Eduardo Amaral Pereira da Silva
Elizabeth Jucá e Mello Jacomet	Vago
Rodrigo de Mesquita Pereira	Ronaldo Dias
Cláudio Morais Machado	Carlos Roberto de Albuquerque Sá

COMITÊ DE AUDITORIA	
NOMES	
Pedro Carlos de Mello	
Márcio de Lima Leite	
Roberto Tommasetti	

COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA	
NOME	CARGO
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 Cemig Geração e Transmissão
Rafael Falcão Noda	Diretoria Cemigpar
Ronaldo Gomes de Abreu	Diretoria sem denominação específica
Eduardo Soares	Diretoria de Regulação e Jurídica

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Superintendência de Relações com Investidores

Telefones: (31) 3506-5024 – 3506-5028

Fax: (31) 3506-5025 - 3506-5026

Endereço eletrônico

Site: www.cemig.com.br

E-Mail: ri@cemig.com.br

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

ATIVO

(Em milhares de reais)

	Nota	2019	2018
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5	136.208	226.830
Consumidores e revendedores	7	340.940	289.835
Concessionários - transporte de energia	7	667.273	512.392
Serviços em curso		119.585	140.036
Tributos compensáveis	8a	43.700	41.166
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8b	363.049	156.738
Almoarifado operacional		2.887	3.808
Investimentos temporários	6	139.195	103.578
Prêmio repactuação risco hidrológico		17.203	17.159
Despesas pagas antecipadamente		6.572	19.811
Dividendos a receber	13	112.337	98.842
Adiantamentos a fornecedores		40.081	2.036
Instrumentos financeiros derivativos	28	234.766	69.643
Outros ativos circulantes		93.508	40.344
TOTAL DO CIRCULANTE		2.317.304	1.722.218
Ativos de operações descontinuadas			
Bens destinados à alienação		4.596	4.326
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores	7	573	5.020
Tributos compensáveis	8a	647.934	17.068
Tributos diferidos	10	295.700	171.224
Depósitos judiciais e cauções	12	350.051	338.779
Investimentos temporários	6	315	1.709
Valores a receber de partes relacionadas	27	6.171	927.913
Adiantamento a fornecedores		-	87.285
Prêmio repactuação risco hidrológico		9.338	22.981
Serviços em curso		51.869	47.235
Encargos setoriais	18	19.731	-
Bens e direitos para uso futuro		269	853
Indenização a receber	14	654.786	635.506
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	28	1.456.178	743.692
Outros ativos não circulantes		48.283	53.765
Investimentos	13	7.272.028	7.418.984
Imobilizado	14	3.554.480	3.674.120
Intangível	14	50.606	53.056
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		14.418.312	14.199.190
ATIVO TOTAL		16.740.212	15.925.734

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

PASSIVO

(Em milhares de reais)

	Nota	2019	2018
CIRCULANTE			
Fornecedores	15	396.317	436.114
Empréstimos, financiamentos e debêntures	17	739.873	604.211
Obrigações sociais e trabalhistas		100.524	78.484
Benefício pós-emprego	19	62.550	57.052
Tributos	16	39.008	46.453
Encargos setoriais	18	388.806	271.651
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio	22	781.769	659.622
Adiantamento de clientes	7	-	40.267
Outros passivos circulantes		105.013	56.159
TOTAL DO CIRCULANTE		2.613.860	2.250.013
NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	17	6.968.684	7.431.334
Benefício pós-emprego	19	1.372.337	1.019.794
Tributos	16	72	4.124
Provisão para litígios	20	400.205	97.793
Provisões - instrumentos financeiros – opções de Venda	28	482.841	419.148
Encargos setoriais	18	-	101.285
Outros passivos não circulantes		20.113	19.336
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	21	174.568	180.057
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		9.418.820	9.272.871
TOTAL DO PASSIVO		12.032.680	11.522.884
Patrimônio líquido			
Capital social	22	2.600.000	2.600.000
Ajustes de avaliação patrimonial	22	(431.528)	(143.449)
Reservas de lucros	22	2.539.060	1.946.299
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		4.707.532	4.402.850
TOTAL PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		16.740.212	15.925.734

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais)

	Nota	2019	2018
RECEITA	23a	7.739.835	7.533.139
Fornecimento de energia elétrica		3.828.143	3.713.807
Suprimento de energia elétrica		2.473.047	2.664.852
Energia elétrica de curto prazo		393.667	147.106
Disponibilização do sistema de transmissão		1.044.978	1.007.396
Serviços cobráveis		-	(22)
TRIBUTOS	23b	(1.252.047)	(1.198.319)
ICMS		(570.238)	(511.805)
PIS-PASEP		(121.611)	(122.447)
COFINS		(560.148)	(564.004)
ISS		(50)	(63)
ENCARGOS	23b	(365.436)	(275.635)
Pesquisa e desenvolvimento – P&D		(25.667)	(23.765)
Reserva global de reversão – RGR		(13.840)	(17.064)
Conta de desenvolvimento econômico – CDE		(235.037)	(153.006)
Comp.financ.util.rec.hídricos – CFURH		(30.349)	(34.944)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica – TFSEE		(8.501)	(6.885)
Proinfa		(52.042)	(39.971)
RECEITA LÍQUIDA		6.122.352	6.059.185
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS		(3.920.163)	(3.969.348)
Energia elétrica comprada para revenda	24	(3.780.346)	(3.764.279)
Encargos de transmissão e conexão		(137.186)	(176.403)
Matéria-prima e ins. prod. energia Elétrica		(2.631)	(28.666)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		2.202.189	2.089.837
CUSTOS GERENCIÁVEIS		(1.561.617)	(745.403)
Pessoal e administradores	25a	(452.492)	(395.350)
Materiais		(13.073)	(11.404)
Serviços de terceiros	25b	(128.928)	(125.734)
Arrendamentos e aluguéis		(25.079)	(22.175)
Seguros		(4.696)	(2.887)
Doações, contribuições e subvenções		(7.772)	(4.613)
Provisões	25c	(1.080.026)	(124.920)
Provisão para perda na alienação de bens e direito		(80.598)	(10.536)
Perdas na alienação de bens e direitos		(13.298)	(26.149)
Obrigações derivadas de contratos de investimentos		(32.088)	-
(-) Recuperação de despesas		1.998	1.287
Tributos		(1.548)	(1.294)
Depreciação e amortização		(272.514)	(279.996)
Gastos diversos		(18.995)	(25.066)
Outras receitas - indenização da transmissão		37.993	100.578
Outras receitas - indenização da geração		-	57.387
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins		397.301	-
Outras receitas operacionais		132.198	125.469
RESULTADO DA ATIVIDADE		640.572	1.344.434
Equivalência patrimonial		481.324	7.656
Equivalência patrimonial	13	503.008	55.390
Remensuração de participação anterior de adquiridas		-	79.693
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos		(21.684)	(127.427)
Resultado financeiro	26	213.397	(393.148)
Receitas financeiras		1.336.943	1.145.218
Despesas financeiras		(1.123.546)	(1.538.366)
Resultado antes dos impostos		1.335.293	958.942
Imposto de renda e contribuição social	11	(351.598)	(178.092)
Lucro líquido do exercício		983.695	780.850

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais)

	2019	2018
RESULTADO DO EXERCÍCIO	983.695	780.850
Outros resultados abrangentes		
Previdência privada – superávit (déficit) atuarial	(334.808)	(153.918)
Efeito de imposto de renda sobre superávit (déficit) atuarial	113.834	52.331
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos	(220.974)	(101.587)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	762.721	679.263

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 2019 E 2018

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

	Capital social	Recursos destinados a aumento de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes		Lucros (prejuízos) acumulados	Total
				Reserva de reavaliação	Ganhos e perdas atuariais		
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017	1.837.710	100.000	2.059.424	334.449	(305.104)	-	4.026.479
Resultado do exercício	-	-	-	-	-	780.850	780.850
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	-	-	(101.587)	-	(101.587)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	(101.587)	780.850	679.263
Aumento de capital	762.290	(100.000)	(662.290)	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	29.539	-	-	(29.539)	-
Dividendos Estatutários (R\$0,740 p/ação)	-	-	-	-	-	(252.892)	(252.892)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(50.000)	(50.000)
Realização reserva de ajustes de avaliação patrimonial - BRR	-	-	-	(71.207)	-	71.207	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	519.626	-	-	(519.626)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018	2.600.000	-	1.946.299	263.242	(406.691)	-	4.402.850
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)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	(220.974)	983.695	762.721
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)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019	2.600.000	-	2.539.060	196.137	(627.665)	-	4.707.532

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de Reais)

	Nota	2019	2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado do exercício		983.695	780.850
Ajustes por:			
Depreciação e amortização		272.514	279.996
Baixas de valor residual líquido de Imobilizado e Intangível		87.638	27.725
Indenização da transmissão		(37.993)	(100.578)
Equivalência patrimonial	13	(503.008)	(55.390)
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos	13	21.684	127.427
Juros e variações monetárias		779.064	734.531
Variação cambial de empréstimos e financiamentos	17	233.846	579.609
Amortização do custo de transação de empréstimos e financiamentos	17	11.706	19.718
Imposto de renda e contribuição social	11	(10.642)	(2.186)
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS		(622.866)	-
Ajuste indenização de usinas não renovadas (portaria 291)		-	(57.387)
Provisões para perdas operacionais, líquidas	25	1.016.333	17.365
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (<i>Swap</i>)	28	(997.858)	(892.643)
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	28	63.693	107.555
Benefícios pós-emprego	19	100.458	87.747
Remensuração de participação anterior de controladas adquiridas	13	-	(79.693)
Outros		(30.487)	(65.561)
		1.367.777	1.509.085
(Aumento) redução de ativos			
Consumidores e revendedores		(54.234)	24.313
Tributos compensáveis		(7.381)	(19.898)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(5.763)	(19.999)
Transporte de energia		(154.881)	18.013
Depósitos judiciais e cauções		372	(17.589)
Dividendos recebidos	13	665.028	469.148
Indenização pela concessão a receber		-	1.139.355
Adiantamento a fornecedores		(38.045)	(61.110)
Outros		3.067	(76.284)
		408.163	1.455.949
Aumento (redução) de passivos			
Fornecedores setoriais		(25.549)	(39.919)
Fornecedores demais		(14.248)	21.521
Tributos e contribuição social		(50.178)	(51.706)
IR e contribuição social a pagar	11	362.240	180.278
Salários e encargos sociais		(11.695)	13.196
Encargos setoriais		11.958	(44.772)
Benefícios pós-emprego	19	(77.227)	(69.350)
Adiantamento de clientes	7	(40.894)	(158.893)
Outros		13.813	(12.203)
		168.220	(161.848)
Caixa gerado pelas atividades operacionais			
		1.944.160	2.803.186
Imposto de renda e contribuição social pagos		(542.646)	(193.909)
Juros pagos	16	(803.307)	(856.547)
Juros recebidos		24.578	-
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos (<i>Swap</i>)		100.106	37.330
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
		722.891	1.790.060
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Em investimentos – aporte	13	(43.933)	(234.201)
Redução de capital em investida	13	15.500	-
Aquisição de controladas em reorganização societária	13	-	(423.163)
Aquisição de controladas em combinação de negócios	13	-	(5.218)
Mútuo com partes relacionadas	27	400.000	(390.737)
No imobilizado		(243.619)	(137.377)
No intangível		(1.782)	(2.654)
Em investimentos temporários		(34.223)	403.764
CAIXA LÍQUIDO GERADO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
		91.943	(789.586)

	Nota	2019	2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Empréstimos obtidos	17	-	1.948.018
Juros sobre capital próprio e dividendos		(295.392)	(207.500)
Pagamentos de empréstimos	17	(610.064)	(2.880.331)
CAIXA LÍQUIDO (CONSUMIDO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(905.456)	(1.139.813)
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(90.622)	(139.339)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5	226.830	366.169
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5	136.208	226.830

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 2019 E 2018

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

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

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

Investimentos	Classificação	Descrição
CONTROLADAS EM CONJUNTO:		
Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (“Cachoeirão”)	Controlada em conjunto	Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, por meio da Usina Hidrelétrica Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais.
Baguari Energia S.A. (“Baguari Energia”)	Controlada em conjunto	Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia - 49,00% e 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”)	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.
Retiro Baixo Energética S.A. (“RBE”)	Controlada em conjunto	A RBE é titular da concessão de exploração da Usina Hidrelétrica de Retiro Baixo, localizada no rio Paraopeba, na bacia do rio São Francisco, entre os municípios de Curvelo e Pompeu, Estado de Minas Gerais.
Aliança Norte Energia Participações S.A. (“Aliança Norte”)	Controlada em conjunto	Sociedade de Propósito Específico (SPE), constituída pela Companhia, que detém 49,00% de participação, e a Vale S.A., que detém os 51,00% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9,00%, na participação da 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.

Investimentos	Classificação	Descrição
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 participação da 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 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 em conjunto tem uma capacidade instalada de geração hidrelétrica em operação de 1.257 MW (698 MW médios de capacidade 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 Virgínia. Todas no Estado de Minas Gerais.
COLIGADAS		
Madeira Energia S.A. ("Madeira")	Coligada	Implementação, construção, operação e exploração da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio por meio da seguinte Sociedade, por ela, controlada: Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia.
CONTROLADAS		
Cemig Geração Três Marias S.A.	Controlada	Sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Três Marias, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 396 MW de potência instalada e 239 MW médios de garantia física.
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.
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.
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.
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.
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.
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.

Investimentos	Classificação	Descrição
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 Comercializadora de Energia Incentivada S.A.	Controlada	Produção e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente em futuros empreendimentos.
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.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentou fluxo de caixa operacional positivo no valor de R\$722.891 (positivo de R\$1.790.060 em 31 de dezembro de 2018).

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.

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. 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 31 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 27 de abril de 2020, a Administração da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

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 28.

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 10 – Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Nota 11 – Imposto de renda e contribuição social;
- Nota 13 – Provisão para perdas com investimentos;
- Nota 14 – Vidas úteis de ativos;
- Nota 19 – Benefícios pós-emprego;
- Nota 20 – Provisões para litígios;
- Nota 23 – Fornecimento não faturado de energia elétrica;
- Nota 28 – 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 14 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	Contrato de concessão	Data de Vencimento
GERAÇÃO			
Usinas Hidrelétricas			
Emborcação (1)	Cemig GT	07/1997	07/2025
Nova Ponte (1)	Cemig GT	07/1997	07/2025
Santa Luzia (1)	Cemig GT	07/1997	02/2026
Irapé (1)	Cemig GT	14/2000	02/2035
Queimado (Consórcio) (1)	Cemig GT	06/1997	01/2033
Salto Morais (1)	Cemig GT	02/2013	07/2020
Rio de Pedras (1)	Cemig GT	02/2013	09/2024
Luiz Dias (1)	Cemig GT	02/2013	08/2025
Poço Fundo (1)	Cemig GT	02/2013	08/2025
São Bernardo (1)	Cemig GT	02/2013	08/2025
Xicão (1)	Cemig GT	02/2013	08/2025
Rosal (1)	Rosal Energia	01/1997	05/2032
Machado Mineiro (1)	Horizontes Energia	Resolução 331/2002	07/2025
Salto Voltão (1)			10/2030
Salto Paraopeba (1)			10/2030
Salto do Passo Velho (1)			10/2030
PCH Pai Joaquim (1)	Cemig PCH	Resolução autorizativa 377/2005	04/2032
Sá Carvalho (1)	Sá Carvalho	01/2004	12/2024
Três Marias (2)	Cemig Geração Três Marias	08/2016	01/2046
Salto Grande (2)	Cemig Geração Salto Grande	09/2016	01/2046
Itutinga (2)	Cemig Geração Itutinga	10/2016	01/2046
Camargos (2)	Cemig Geração Camargos	11/2016	01/2046
Coronel Domiciano, Joasal, Marmelos, Paciência e Piau (2)	Cemig Geração Sul	12/2016 e 13/2016	01/2046
Dona Rita, Ervália, Neblina, Peti, Sinceridade e Tronqueiras (2)	Cemig Geração Leste	14/2016 e 15/2016	01/2046
Cajuru, Gafanhoto e Martins (2)	Cemig Geração Oeste	16/2016	01/2046
Usinas Termelétricas			
Igarapé (1) (5)	Cemig GT	07/1997	08/2024
Usinas Eólicas			
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
TRANSMISSÃO			
Rede Básica (4)	Cemig GT	006/1997	01/2043
Subestação – SE Itajubá (4)	Cemig GT	79/2000	10/2030

(1) 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.

Concessões de Geração

No negócio de geração, a Companhia vende energia elétrica por meio de leilões para as distribuidoras atenderem às demandas de seu mercado cativo e vende energia a consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). No ACL, a energia é negociada por meio das concessionárias de geração, Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”), auto geradores, comercializadores e importadores de energia.

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 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 2019	Valor Presente em 2019	Período de Vigência da concessão	Índice de Atualização
Irapé	33.183	15.436	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	8.190	4.192	01/2004 a 12/2032	IGPM
PCH Salto Morais (1)	-	-	06/2013 a 07/2020	IPCA
PCH Rio de Pedras (1)	-	-	06/2013 a 09/2024	IPCA
Diversas PCH's * (1)	-	-	06/2013 a 08/2025	IPCA

(*) PCH's, com potência instalada inferior a 50 MW: Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo, Xicão.

(1) Conforme RN nº 467 de 2011 da Aneel 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. As usinas Salto Morais, Rio de Pedras, Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo e Xicão tiveram seus contratos assinados em junho de 2013, tendo completado cinco anos em 2018, e por isso, não efetuaram pagamentos em 2019.

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 2019, o valor nominal e o valor presente das parcelas a serem pagas no período de 12 meses são como seguem:

Empreendimento	Percentual de Participação %	Parcelas pagas em 2019	Valor nominal das parcelas a serem pagas em 12 meses	Valor presente das parcelas a serem pagas em 12 meses
Irapé	100,00	2.034	2.168	2.042
Queimado (Consórcio)	82,50	588	630	594

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.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício de 2019 e 2018 estão apresentados nas tabelas a seguir:

	2019			
	Geração	Transmissão	Não Vinculada	Total
RECEITA	6.694.857	1.044.978	-	7.739.835
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
Tributos	(1.158.458)	(93.589)	-	(1.252.047)
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)
Encargos	(68.965)	(296.471)	-	(365.436)
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)
Receita líquida	5.467.434	654.918	-	6.122.352
Custos não gerenciáveis	(3.920.163)	-	-	(3.920.163)
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)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	1.547.271	654.918	-	2.202.189
Custos gerenciáveis	(1.246.406)	(477.521)	162.310	(1.561.617)
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
Resultado da atividade	300.865	177.397	162.310	640.572

	2018			Total
	Geração	Transmissão	Não Vinculada	
RECEITA	6.525.765	1.007.374	-	7.533.139
Fornecimento de energia elétrica	3.713.807	-	-	3.713.807
Suprimento de energia elétrica	2.664.852	-	-	2.664.852
Energia elétrica de curto prazo	147.106	-	-	147.106
Disponibilização do sistema de transmissão	-	1.007.396	-	1.007.396
Serviços cobráveis	-	(22)	-	(22)
Tributos	(1.115.556)	(82.763)	-	(1.198.319)
ICMS	(511.805)	-	-	(511.805)
PIS-PASEP	(107.688)	(14.759)	-	(122.447)
COFINS	(496.021)	(67.983)	-	(564.004)
ISS	(42)	(21)	-	(63)
Encargos	(72.345)	(203.290)	-	(275.635)
Pesquisa e desenvolvimento – P & D	(16.305)	(7.460)	-	(23.765)
Reserva geral de reversão – RGR	(17.064)	-	-	(17.064)
Conta de desenvolvimento econômico – CDE	-	(153.006)	-	(153.006)
Compensação financ. utiliz. recursos hídricos - CFURH	(34.944)	-	-	(34.944)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica – TFSEE	(4.032)	(2.853)	-	(6.885)
Outros encargos	-	(39.971)	-	(39.971)
Receita líquida	5.337.864	721.321	-	6.059.185
Custos não gerenciáveis	(3.969.348)	-	-	(3.969.348)
Energia elétrica comprada para revenda	(3.764.279)	-	-	(3.764.279)
Encargo de transmissão e conexão	(176.403)	-	-	(176.403)
Matéria-prima e insumos p/ produção energia elétrica	(28.666)	-	-	(28.666)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	1.368.516	721.321	-	2.089.837
Custos gerenciáveis	(272.991)	(256.652)	(215.760)	(745.403)
Pessoal e administradores	(127.932)	(134.152)	(133.266)	(395.350)
Material	(4.198)	(4.879)	(2.327)	(11.404)
Serviços de terceiros	(54.289)	(38.498)	(32.947)	(125.734)
Arrendamento e aluguéis	(8.624)	(9.060)	(4.491)	(22.175)
Seguros	(1.587)	(705)	(595)	(2.887)
Doações, contribuições e subvenções	(2.206)	(1.278)	(1.129)	(4.613)
Provisões	1.364	(11.328)	(114.956)	(124.920)
Provisões perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(10.536)	(10.536)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(26.149)	(26.149)
(-) Recuperação de despesas	625	337	325	1.287
Tributos	(693)	(290)	(311)	(1.294)
Depreciação e amortização	(123.322)	(154.493)	(2.181)	(279.996)
Gastos diversos	(9.516)	(2.884)	(12.666)	(25.066)
Receita de indenização da transmissão	-	100.578	-	100.578
Receita de indenização da geração	57.387	-	-	57.387
Outras receitas operacionais	-	-	125.469	125.469
Resultado da atividade	1.095.525	464.669	(215.760)	1.344.434

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2019	2018
Contas bancárias	2.503	3.583
Aplicações financeiras:		
Certificados de depósitos bancários (1)	127.419	219.204
Overnight (2)	6.286	4.043
	133.705	223.247
	136.208	226.830

- (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 65% a 103% em 31 de dezembro de 2019 conforme operação (75% a 106% em 31 de dezembro de 2018).
- (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 4,39% em 31 de dezembro de 2019 (6,39% em 31 de dezembro de 2018) 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 28.

6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	2019	2018
Letras financeiras (LFs) – Bancos (1)	111.308	9.409
Letras financeiras do Tesouro (LFTs)	16.250	4.496
Debêntures (2)	856	663
Fundos vinculados	11.020	90.656
Outros	76	63
	139.510	105.287
Ativo circulante	139.195	103.578
Ativo não circulante	315	1.709

- (1) As Letras Financeiras – Bancos (LF's) 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 da Companhia possuem taxa de remuneração que variam entre 101,95% a 113,00% do CDI em 31 de dezembro de 2019 (102,00% a 111,25% em 31 de dezembro de 2018).
- (2) As Letras Financeiras do Tesouro (LFT's) 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.
- (3) 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 108,25% a 113,00% do CDI em 31 de dezembro de 2019 (104,25% a 151,00% do CDI em 31 de dezembro de 2018).

A classificação destes investimentos temporários está apresentada na nota explicativa nº 28. As aplicações financeiras em títulos de partes relacionadas estão demonstradas na nota explicativa nº 27.

7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA

Descrição	Valores correntes							Valores renegociados					Total 2019	Total 2018
	Corrente a vencer		Corrente vencida				PDD	Renegociada a vencer		Renegociada vencida		PDD		
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Fornecimento de energia	333.054	-	6.241	641	4.204	6.314	(11.524)	829	3.780	677	3.378	(6.078)	341.516	294.855
Industrial	4.914	-	13.189	-	4.120	6.294	(11.524)	829	3.780	677	3.378	(6.078)	19.579	31.160
Comercial	34.140	-	832	641	84	20	-	-	-	-	-	-	35.717	11.988
Rural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45
Fornecimento não faturado	294.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294.000	274.000
Arrecadação processo de classificação	-	-	(7.780)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.780)	(22.338)
Suprimento de energia e uso da rede	261.448	-	8.095	376.059	-	4.622	-	15.781	-	1.264	1	-	667.270	512.392
Suprimento energia moeda nacional	53	-	7.139	376.059	-	28	-	15.781	-	1.264	1	-	400.325	200.314
Suprimento/encargo rede não faturado	251.554	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251.554	310.165
Arrecadação proc. classific. suprimento	-	-	(2.945)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.945)	(6.955)
Encargos uso rede	9.841	-	3.901	-	-	4.594	-	-	-	-	-	-	18.336	15.158
Arrecadação proc. classific. encargos de uso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.290)
Total	594.502	-	14.336	376.700	4.204	10.936	(11.524)	16.610	3.780	1.941	3.379	(6.078)	1.008.786	807.247

A exposição da Companhia ao risco de crédito relacionado a consumidores e revendedores está divulgada na nota explicativa nº 28 destas demonstrações contábeis regulatórias.

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

Saldo em 31 de dezembro de 2017	21.623
Constituição de provisão	2.863
Saldo em 31 de dezembro de 2018	24.486
Constituição de provisão	7.577
Baixa	(14.461)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.602

Adiantamento de Clientes

A Companhia recebeu de determinados clientes adiantamentos pela venda de energia, sendo que a movimentação no saldo da obrigação está demonstrada a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2017	190.758
Atualização financeira	8.402
Baixa	(158.893)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	40.267
Atualização financeira	627
Baixa	(40.894)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	-

Os adiantamentos foram atualizados até o momento da efetiva entrega da energia pela Companhia, nas condições a seguir:

Contraparte	2019			Saldos em 31/12/2019	Saldos em 31/12/2018
	Período previsto para faturamento da energia	Índice de atualização dos valores antecipados	Quantidade de MWh entregues (1)		
White Martins Gases Industriais Ltda	Até junho de 2019	124,00% do CDI	323.057.344	-	40.267

(1) Quantidade referente ao volume total de energia entregue durante o período de vigência do contrato.

A receita de venda de energia antecipada foi reconhecida no resultado na efetiva entrega.

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

a) Tributos compensáveis

	2019	2018
Circulante		
ICMS a recuperar	17.294	18.385
Cofins	3.196	4.161
Pasep	867	773
INSS	15.041	14.662
Outros	7.302	3.185
	43.700	41.166
Não circulante		
ICMS a recuperar (1)	21.914	17.068
Cofins (2)	514.351	-
PIS/Pasep (2)	111.669	-
	647.934	17.068
	691.634	58.234

(1) Os créditos de ICMS a recuperar, registrados no ativo não circulante, são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado e em tangível e podem ser compensados em 48 meses.

(2) Créditos relativos à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins. Mais informações na nota explicativa nº 9.

b) Imposto de renda e contribuição social a recuperar

Os saldos de imposto de renda e contribuição social referem-se a créditos da Declaração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – DIPJ de anos anteriores e a antecipações que serão compensadas com tributos federais a pagar a serem apurados.

	2019	2018
Circulante		
Imposto de renda	238.261	88.599
Contribuição social	124.788	68.139
	363.049	156.738

Os saldos de imposto de renda e contribuição social registrados no ativo não circulante são decorrentes das retenções na fonte sobre a energia vendida no âmbito do Proinfa por empresas optantes pelo lucro presumido, cuja expectativa de compensação ultrapassa doze meses.

9. CRÉDITOS DE PIS/PASEP E COFINS SOBRE ICMS – AÇÃO JUDICIAL COM TRÂNSITO EM JULGADO

Em 16 de julho de 2008, a Companhia ajuizou Ação Ordinária requerendo a declaração da inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins, bem como o reconhecimento do direito à compensação dos valores recolhidos indevidamente nos últimos 10 anos, a contar do ajuizamento da ação, com correção pela taxa Selic.

Em julho de 2008, a Companhia obteve liminar e passou a realizar depósitos judiciais relativos à inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins. A Companhia manteve esse procedimento de agosto de 2008 até agosto de 2011 e, a partir dessa data, apesar de continuar a questionar judicialmente a base de cálculo, optou por recolher mensalmente as contribuições.

Em outubro de 2017, o Supremo Tribunal Federal – STF publicou o Acórdão do julgamento do Recurso Extraordinário, em sede de repercussão geral, de forma favorável à tese da Companhia. Em 2017, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia baixou os passivos correspondentes aos valores depositados em juízo entre 2008 e 2011.

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.

Em 11 de junho de 2019, considerando o trânsito em julgado das suas ações, a Companhia solicitou a liberação dos depósitos judiciais, no montante de R\$194.409, em 31 de dezembro de 2019. Em 13 de fevereiro de 2020, como resultado da decisão do juízo da 7ª Vara da Justiça Federal em Belo Horizonte/MG, a Companhia levantou os depósitos no montante atualizado de R\$196.169.

A Companhia possui duas formas de recuperação do crédito tributário: (i) compensação do saldo a receber com os valores a pagar, mensalmente, de PIS/Pasep e Cofins, dentro do prazo prescricional de 5 anos; ou (ii) recebimento de precatórios do Governo Federal. A opção de compensação será priorizada, com o objetivo de acelerar a recuperação dos créditos em questão.

Segue abaixo a apresentação dos efeitos contábeis relativos ao reconhecimento dos créditos fiscais de PIS/Pasep e Cofins, incluindo sua atualização pela Selic, em 31 de dezembro de 2019:

Créditos de PIS/Pasep e Cofins	
Efeitos no balanço patrimonial	
Tributos compensáveis (Jul/2003 a Mai/2019)	626.019
Impostos, taxas e contribuições (1)	(6.063)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(210.785)
Patrimônio líquido	409.171
Efeitos no resultado do exercício	
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (outras receitas operacionais)	397.301
Receita financeira (2)	228.718
PIS/Pasep e Cofins sobre a receita financeira	(6.063)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(210.785)
Impacto no lucro líquido do exercício	409.171

(1) PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre a receita financeira de atualização dos créditos tributários reconhecidos.

(2) Inclui a atualização financeira desde a data do reconhecimento dos créditos até 31 de dezembro de 2019, líquida de PIS/Pasep e Cofins sobre receita financeira, no montante de R\$3.153.

10. TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia possui créditos tributários de imposto de renda e contribuição social, constituídos sobre diferenças temporárias, às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, conforme segue:

	2019	2018
ATIVO		
Obrigações pós-emprego	444.411	316.092
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	5.984	8.326
Concessão onerosa	8.194	7.683
Provisões	596.485	472.448
Outros	20.490	6.262
	1.075.564	810.811
PASSIVO		
Base de remuneração regulatória - BRR	(101.041)	(135.610)
Ativo financeiro custo de capital próprio	(240.345)	(227.425)
Realização ativo financeiro ¹	294.592	199.469
Custo aquisição participações societárias	(146.852)	(155.457)
Atualização de depósitos judiciais	-	(28.752)
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	(574.921)	(276.534)
Outros	(11.297)	(15.278)
	(779.864)	(639.587)
Total do ativo líquido	295.700	171.224

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

Saldo em 31 de dezembro de 2017	116.705
Efeitos alocados ao resultado	2.188
Efeitos sobre <i>superávit</i> atuarial alocados às demonstrações de resultados abrangentes	52.331
Saldo em 31 de dezembro de 2018	171.224
Efeitos alocados ao resultado	10.642
Efeitos sobre <i>superávit</i> atuarial alocados às demonstrações de resultados abrangentes	113.834
Saldo em 31 de dezembro de 2019	295.700

Em 19 de março de 2020, o Conselho de Administração aprovou o estudo técnico elaborado pela Diretoria de Finanças, Participações e de Relações com Investidores, referente à projeção de lucros tributáveis societários futuros da Companhia, tendo sido aprovado um ativo diferido societário no montante de R\$1.077.630. O referido estudo foi também submetido a exame do Conselho Fiscal nesta mesma data.

Conforme as estimativas da Companhia, os lucros tributáveis futuros permitem a realização do Ativo Fiscal diferido Regulatório existente em 31 de dezembro de 2019, conforme abaixo:

2020	183.525
2021	166.365
2022	166.365
2023	166.365
2024 a 2026	256.997
2027 a 2029	135.947
	1.075.564

11. 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:

	2019	2018
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	1.335.293	958.942
Imposto de renda e contribuição social – despesa nominal esperada	(454.000)	(326.040)
Efeitos fiscais incidentes sobre:		
Juros sobre o capital próprio	91.800	17.000
Incentivos fiscais	10.025	5.826
Resultado de equivalência patrimonial	165.087	12.897
Ganho na diluição de participação societária	-	-
Ajuste BRR	97.368	113.650
Multas indedutíveis	(26.260)	(641)
Contribuições e doações indedutíveis	(2.642)	(1.447)
PECLD com partes relacionadas	(233.931)	
Outros	955	663
Imposto de renda e contribuição social – despesa efetiva (benefício fiscal)	(351.598)	(178.092)
Imposto corrente	(362.240)	(180.280)
Imposto diferido	10.642	2.188
	(351.598)	(178.092)
Alíquota efetiva	26,33%	18,57%

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	2019	2018
Trabalhistas	31.477	29.649
Fiscais		
Imposto de renda sobre juros sobre capital próprio (JCP)	15.910	15.475
Pasep/Cofins (1)	195.409	189.922
IR/INSS - indenização do anuênio (2)	66.483	64.786
IPTU	11.421	10.364
CSLL (3)	18.062	18.062
Outros	2.357	1.496
	309.642	300.105
Outros		
Bloqueio judicial	942	731
Regulatórios	3.002	3.537
Outros	4.988	4.757
	8.932	9.025
	350.051	338.779

(1) Refere-se aos depósitos judiciais relacionados ao questionamento judicial sobre a constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo dessas contribuições. Esse depósito foi levantado pela Companhia em 13 de fevereiro de 2020, no montante atualizado de R\$196.169. Maiores detalhes ver a nota explicativa nº 9 – Crédito de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS – Ação judicial com trânsito em julgado.

(2) Ver mais detalhes na nota explicativa nº 20 – 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.

13. INVESTIMENTOS

	2019	2018
Coligadas		
Madeira Energia (usina Santo Antônio)	166.617	270.090
FIP Melbourne (usina Santo Antônio)	384.809	470.022
Controladas em conjunto		
Hidrelétrica Cachoeirão	53.728	49.213
Guanhães Energia	131.076	111.838
Hidrelétrica Pipoca	30.730	30.629
Lightger	46.487	42.191
Baguari Energia	157.499	162.224
Aliança Norte (usina Belo Monte)	671.166	663.755
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	1.027.860	1.012.636
Aliança Geração	1.191.550	1.216.860
Retiro Baixo	180.043	170.720
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	-	5.130
Controladas		
Cemig Baguari	19	36
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.367.447	1.355.065
Cemig Geração Salto Grande S.A.	433.619	427.384
Cemig Geração Itutinga S.A.	179.161	174.089
Cemig Geração Camargos S.A.	132.784	128.214
Cemig Geração Sul S.A.	175.081	172.230
Cemig Geração Leste S.A.	124.169	118.053
Cemig Geração Oeste S.A.	71.078	68.328
Rosal Energia S.A.	127.994	124.897
Sá Carvalho S.A.	123.929	94.447
Horizontes Energia S.A.	57.397	54.953
Cemig PCH S.A.	97.731	92.987
Cemig Geração Poço Fundo S.A. (1)	3.638	18.406
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	28.263	26.755
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A.	3.359	2.841
Cemig Trading S.A.	31.027	28.135
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	149.260	145.880
Central Eólica Volta do Rio S.A.	124.507	180.976
Total do investimento	7.272.028	7.418.984
Itaocara – Provisões para perdas (2)	(21.810)	-
	7.250.218	7.418.984

- (1) Foi aprovada, em AGE realizada em 29 de agosto de 2019, reforma do Estatuto Social da investida, alterando sua denominação e seu objeto sociais. Com a alteração, a Usina Termelétrica Barreiro S.A. passou a se denominar Cemig Geração Poço Fundo S.A.
- (2) Em 31/12/2019, a investida apresentou patrimônio líquido negativo. Assim, após reduzir a zero o saldo contábil de sua participação, a Companhia reconheceu uma perda por valor recuperável de investimentos, no valor de R\$21.810, resultante de obrigações contratuais assumidas junto à controlada e os outros acionistas.

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:

	2017	Adição	Amortização	Baixa	2018	Adição	Impairment	2019
Retiro Baixo	28.344	5.691	(2.069)	-	31.966	(1.390)	-	30.576
Central Eólica Praias de Parajuru	16.503	51.198	(1.415)	-	66.286	(6.214)	-	60.072
Central Eólica Volta do Rio	11.035	85.655	(871)	-	95.819	(7.529)	(21.684)	66.606
Central Eólica Praias de Morgado	23.956	-	(1.943)	(22.013)	-	-	-	-
Madeira Energia (1) (Usina Santo Antônio)	151.384	-	(5.957)	(127.427)	18.000	(737)	-	17.263
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	54.546	-	(1.971)	-	52.575	(1.972)	-	50.603
	285.768	142.544	(14.226)	(149.440)	264.646	(17.842)	(21.684)	225.120

- (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 Madeira Energia (Usina Santo Antônio), 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 31/12/2018.

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

	2018	Equivalência Patrimonial	Aportes	Dividendos	Outros	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	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
Total do Investimento	7.418.984	503.008	43.933	(678.523)	(15.734)	7.272.028
Itaocara – provisão para perdas (3)	-	-	-	-	(21.810)	(21.810)
Total	7.418.984	503.008	43.933	(678.523)	(37.184)	7.250.218

(1) 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. Foi aprovada, em AGE realizada em 29 de agosto de 2019, reforma do Estatuto Social da controlada, alterando sua denominação e seu objeto sociais. Com a alteração, a Usina Termelétrica Barreiro S.A. passou a se denominar Cemig Geração Poço Fundo S.A..

(2) 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.

(3) Em 31/12/2019, a investida apresentou patrimônio líquido negativo. Assim, após reduzir, até zero, o saldo contábil de sua participação, a Companhia reconheceu perda por redução ao valor recuperável do investimento, no valor de R\$21.810, para o cumprimento de suas obrigações junto à investida.

	2017	Equivalência Patrimonial	Aportes	Aquisições	Baixas	Dividendos	Outros	2018
Hidrelétrica Cachoeirão	57.957	10.065	-	-	-	(18.809)	-	49.213
Guanhães Energia	25.018	26.968	59.852	-	-	-	-	111.838
Hidrelétrica Pipoca	26.023	6.886	-	-	-	(2.280)	-	30.629
Madeira Energia (usina de Santo Antônio) (1)	534.761	(162.564)	25.320	-	-	-	(127.427)	270.090
FIP Melbourne (usina Santo Antônio)	582.504	(138.634)	26.152	-	-	-	-	470.022
Baguari Energia	148.422	28.411	-	-	-	(14.609)	-	162.224
Central Eólica Praias Parajuru (2)	60.101	(6.011)	-	95.228	(3.438)	-	-	145.880
Central Eólica Volta do Rio (2)	67.725	(15.835)	-	151.162	(22.076)	-	-	180.976
Central Eólica Praias de Morgado (2)	50.569	(15.455)	-	-	(11.822)	-	(23.292)	-
Lightger	40.832	3.138	-	-	-	(1.779)	-	42.191
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	866.554	76.925	69.157	-	-	-	-	1.012.636
Aliança Norte (usina Belo Monte)	576.704	44.483	42.568	-	-	-	-	663.755
Aliança Geração	1.242.170	65.354	-	-	-	(90.664)	-	1.216.860
Retiro Baixo	157.773	10.394	5.691	-	-	(3.138)	-	170.720
Renova	282.524	(282.524)	-	-	-	-	-	-
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	3.699	(3.990)	5.421	-	-	-	-	5.130
Cemig Baguari	23	(27)	40	-	-	-	-	36
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.351.273	173.993	-	-	-	(170.201)	-	1.355.065
Cemig Geração Salto Grande S.A.	427.423	61.166	-	-	-	(61.205)	-	427.384
Cemig Geração Itutinga S.A.	166.823	36.464	-	-	-	(29.198)	-	174.089
Cemig Geração Camargos S.A.	127.070	30.830	-	-	-	(29.686)	-	128.214
Cemig Geração Sul S.A.	163.377	37.399	-	-	-	(28.546)	-	172.230
Cemig Geração Leste S.A.	113.252	30.945	-	-	-	(26.144)	-	118.053
Cemig Geração Oeste S.A.	67.828	16.751	-	-	-	(16.251)	-	68.328
Rosal Energia S.A. (3)	-	1.407	-	123.490	-	-	-	124.897
Sá Carvalho S.A. (2)	-	3.930	-	90.517	-	-	-	94.447
Horizontes Energia S.A. (3)	-	8.471	-	46.482	-	-	-	54.953
Cemig PCH S.A. (3)	-	(2.343)	-	95.330	-	-	-	92.987
Cemig Geração Poço Fundo S.A. (3) (4)	-	48	-	18.358	-	-	-	18.406
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. (3)	-	4.197	-	22.558	-	-	-	26.755
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. (3)	-	67	-	2.774	-	-	-	2.841
Cemig Trading S.A. (3)	-	4.481	-	23.654	-	-	-	28.135
Total do Investimento	7.140.405	55.390	234.201	669.553	(37.336)	(492.510)	(150.719)	7.418.984

- (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 Madeira Energia (Usina Santo Antônio), 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 31/12/2018.
- (2) Movimentações decorrentes do descruzamento de ativos entre a Companhia e a Energimp.
- (3) Em 30 de novembro de 2018, a Cemig, controladora da Companhia, concluiu a transação de reestruturação societária em que transferiu para a Companhia as suas subsidiárias integrais Rosal Energia, Sá Carvalho, Horizontes Energia, Cemig PCH, UTE Barreiro, Empresa de Comercialização de Energia Elétrica, Cemig Comercializadora de Energia Incentivada e Cemig Trading. A referida transferência foi realizada pelo montante de R\$423.165, com base em Laudo de Avaliação patrimonial, a valores contábeis, na data-base de 30 de novembro de 2018.

A movimentação dos dividendos a receber está demonstrada a seguir:

	2019	2018
Saldo inicial	98.842	75.480
Proposta de dividendos feitos pelas investidas	678.523	492.510
Recebimentos	(665.028)	(469.148)
Saldo final	112.337	98.842

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 2019			Em 31 de dezembro de 2018		
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido
Coligadas							
Madeira Energia (Usina Santo Antônio)	12.034.025.147	15,51	10.619.786	3.704.760	15,51	10.619.786	4.656.593
Controladas em conjunto							
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	109.649	49,00	35.000	100.434
Guanhães Energia	548.626.000	49,00	548.626	267.503	49,00	396.402	228.242
Hidrelétrica Pipoca	41.360.000	49,00	41.360	62.715	49,00	41.360	62.509
Baguari Energia (1)	26.157.300.278	69,39	186.573	226.984	69,39	186.573	233.793
Lightger	79.078.937	49,00	79.232	94.871	49,00	79.232	86.105
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	41.893.675.837	49,00	1.208.071	1.266.453	49,00	1.206.127	1.247.307
Amazônia Energia (Usina Belo Monte) (1)	1.322.597.723	74,50	1.322.598	1.379.678	74,50	1.322.428	1.359.243
Aliança Geração	1.291.582	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	299.532	49,90	222.850	278.065
Renova (1) (2)	41.719.724	36,23	2.919.019	(1.090.547)	36,23	2.919.019	(76.489)
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	69.282.514	49,00	69.283	(44.510)	49,00	22.165	10.470
Controladas							
Cemig Baguari	306.000	100,00	306	19	100,00	306	36
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.291.423.369	100,00	1.291.423	1.367.447	100,00	1.291.423	1.355.065
Cemig Geração Salto Grande S.A.	405.267.607	100,00	405.268	433.619	100,00	405.268	427.384
Cemig Geração Itutinga S.A.	151.309.332	100,00	151.309	179.161	100,00	151.309	174.089
Cemig Geração Camargos S.A.	113.499.102	100,00	113.499	132.784	100,00	113.499	128.214
Cemig Geração Sul S.A.	148.146.505	100,00	148.147	175.081	100,00	148.147	172.230
Cemig Geração Leste S.A.	100.568.929	100,00	100.569	124.169	100,00	100.569	118.053
Cemig Geração Oeste S.A.	60.595.484	100,00	60.595	71.078	100,00	60.595	68.328
Rosal Energia S.A.	46.944.467	100,00	46.944	127.994	100,00	46.944	124.897
Sá Carvalho S.A.	361.200.000	100,00	36.833	123.929	100,00	36.833	94.447
Horizontes Energia S.A.	39.257.563	100,00	39.258	57.397	100,00	39.258	54.953
Cemig PCH S.A.	45.952.000	100,00	45.952	97.731	100,00	45.952	92.987
Cemig Geração Poço Fundo S.A.. (3)	1.402.000	100,00	1.402	3.638	100,00	16.902	18.406
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	486.000	100,00	486	28.263	100,00	486	26.755
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A.	1.000.000	100,00	1.000	3.359	100,00	1.000	2.841
Cemig Trading S.A.	1.000.000	100,00	1.000	31.027	100,00	1.000	28.135
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	71.834.843	100,00	71.835	89.188	100,00	71.835	79.594
Central Eólica Volta do Rio S.A. (2)	138.867.440	100,00	138.867	57.901	100,00	138.867	85.157

(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.

(3) Em virtude de o patrimônio líquido da Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. ter se tornado negativo, a Companhia reduziu a zero o saldo contábil de sua participação na investida em 31 de dezembro de 2019 e constituiu uma provisão para perdas com investimentos, no valor de R\$21.810, resultante de obrigações contratuais assumidas junto à controlada e outros acionistas.

(4) Foi aprovada, em AGE realizada em 29 de agosto de 2019, reforma do Estatuto Social da controlada, alterando sua denominação e seu objeto sociais. Com a alteração, a Usina Termelétrica Barreiro S.A. passou a se denominar Cemig Geração Poço Fundo S.A..

Os saldos integrais das coligadas e controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2019 e 2018, são como segue:

2019	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca	Lightger
Ativo						
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
Total do ativo	116.814	247.088	268.579	22.429.572	100.482	211.258
Passivo						
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
Total do passivo e patrimônio líquido	116.814	247.088	268.579	22.429.572	100.482	211.258
Demonstração do resultado						
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)
Lucro bruto	21.012	45.301	(1.502)	689.320	15.685	22.752
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)
Resultado operacional	22.482	48.864	(1.184)	(961.407)	12.385	17.792
Imposto de renda e contribuição social	(1.775)	(16.581)	(10)	9.574	(928)	(2.942)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	20.707	32.283	(1.194)	(951.833)	11.457	14.850
Resultado abrangente do exercício						
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	20.707	32.283	(1.194)	(951.833)	11.457	14.850
Resultado abrangente do exercício	20.707	32.283	(1.194)	(951.833)	11.457	14.850

2019	Amazônia Energia	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
Ativo					
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
Total do ativo	1.380.231	411.136	3.097.594	1.267.178	21.780
Passivo					
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)
Total do passivo e patrimônio líquido	1.380.231	411.136	3.097.594	1.267.178	21.780
Demonstração do resultado					
Receita líquida de vendas	-	70.341	1.015.746	-	-
Custos operacionais	(199)	(30.119)	(629.653)	-	(102.347)
Depreciação	-	(8.841)	(122.102)	-	(126)
Lucro bruto	(199)	40.222	386.093	-	(102.347)
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)
Resultado operacional	(215)	31.455	321.746	(1.663)	(102.096)
Resultado de equivalência patrimonial	20.481	-	12.264	18.867	-
Imposto de renda e contribuição social	-	(3.301)	(109.048)	-	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	20.266	28.154	228.962	17.204	(102.096)
Resultado abrangente do exercício					
Lucro Líquido (prejuízo) do Exercício	20.266	28.154	228.962	17.204	(102.096)
Resultado abrangente do exercício	20.266	28.154	228.962	17.204	(102.096)

2018	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca	Lightger
Ativo						
Circulante	22.771	44.420	1.965	618.230	11.994	69.868
Caixa e equivalentes de caixa	17.792	8.161	1.127	68.645	3.721	58.418
Não circulante	84.902	201.025	226.796	22.453.401	94.867	131.640
Total do ativo	107.673	245.445	228.761	23.071.631	106.861	201.508
Passivo						
Circulante	7.239	6.795	488	1.281.333	11.521	44.205
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	53.259	6.578	8.614
Não circulante	-	4.857	31	17.133.705	32.831	71.198
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	10.219.548	32.831	71.198
Patrimônio líquido	100.434	233.793	228.242	4.656.593	62.509	86.105
Total do passivo e patrimônio líquido	107.673	245.445	228.761	23.071.631	106.861	201.508
Participação (%) da companhia	49,00	69,39	49,00	15,51	49,00	49,00
Valor contábil do investimento	49.213	162.224	111.838	722.112	30.629	42.191
Mais-valia da concessão	-	-	-	18.000	-	-
Valor contábil do investimento ajustado	49.213	162.224	111.838	740.112	30.629	42.191
Demonstração do resultado						
Receita líquida de vendas	50.188	73.856	-	3.005.553	29.270	45.178
Custos operacionais	(29.315)	(30.753)	-	(2.689.459)	(12.161)	(31.977)
Depreciação	(2.763)	(8.844)	-	-	(3.095)	(10.602)
Lucro bruto	20.873	43.103	-	316.094	17.109	13.201
Despesas gerais e administrativas	-	-	(1.882)	(194.849)	(324)	-
Receita financeira	1.593	3.038	478	127.777	596	3.479
Despesa financeira	(169)	(950)	(66)	(1.880.828)	(4.033)	(7.658)
Resultado operacional	22.297	45.191	(1.470)	(1.631.806)	13.348	9.022
Imposto de renda e contribuição social	(2.218)	(4.041)	(5.495)	(111.830)	(1.203)	(2.616)
Reversão de <i>impairment</i>	-	-	62.000	-	-	-
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício	20.079	41.150	55.035	(1.743.636)	12.145	6.406
Resultado abrangente do exercício						
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	20.079	41.150	55.035	(1.743.636)	12.145	6.406
Resultado Abrangente do Exercício	20.079	41.150	55.035	(1.743.636)	12.145	6.406

2018	Amazônia Energia	Renova	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
Ativo						
Circulante	111	294.783	46.994	711.921	478	4.802
Caixa e equivalentes de caixa	97	69	35.582	344.155	453	453
Não circulante	1.359.670	1.228.919	354.135	2.277.501	1.247.161	14.534
Total do ativo	1.359.781	1.523.702	401.129	2.989.422	1.247.639	19.336
Passivo						
Circulante	538	441.524	32.174	534.585	332	204
Empréstimos e financiamentos	-	341.568	13.660	149.120	-	-
Não circulante	-	1.158.667	90.890	596.932	-	8.662
Empréstimos e financiamentos	-	-	81.905	140.000	-	-
Patrimônio líquido	1.359.243	(76.489)	278.065	1.857.905	1.247.307	10.470
Total do passivo e patrimônio líquido	1.359.781	1.523.702	401.129	2.989.422	1.247.639	19.336
Participação (%) da companhia	74,50	36,23	49,90	45,00	49,00	49,00
Valor contábil do investimento	1.012.636	(27.712)	138.754	836.057	611.180	5.130
Mais-valia da concessão	-	-	31.966	-	52.575	-
Valor justo reorganização societária	-	-	-	380.803	-	-
Passivo a descoberto de controlada em conjunto	-	27.712	-	-	-	-
Valor contábil do investimento ajustado	1.012.636	-	170.720	1.216.860	663.755	5.130
Demonstração do resultado						
Receita líquida de vendas	-	-	71.137	906.852	-	-
Custos operacionais	-	(3.969)	(29.327)	(555.446)	-	(8.470)
Depreciação	-	(3.969)	(10.084)	(125.325)	-	-
Lucro bruto	-	(3.969)	41.810	351.406	-	(8.470)
Despesas gerais e administrativas	(207.500)	(93.123)	(3.945)	(31.091)	(2.481)	-
Receita financeira	2.213	1.045	1.953	30.345	995	338
Despesa financeira	(2.076)	(84.317)	(10.511)	(67.013)	(1.093)	(10)
Resultado operacional	(207.363)	(180.364)	29.307	283.647	(2.579)	(8.142)
Resultado de equivalência patrimonial	104.936	(675.933)	-	10.714	96.665	-
Imposto de renda e contribuição social	(684)	-	(2.835)	(96.042)	-	-
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício	(103.111)	(856.297)	26.472	198.319	94.086	(8.142)
Resultado abrangente do exercício						
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(103.111)	(856.297)	26.472	198.319	94.086	(8.142)
Resultado Abrangente do Exercício	(103.111)	(856.297)	26.472	198.319	94.086	(8.142)

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 2019, a MESA apresentou prejuízo de R\$951.833 (R\$1.743.636 em 31 de dezembro de 2018) e excesso de passivos circulantes sobre ativos circulantes no montante de R\$427.060 (R\$663.103 em 31 de dezembro de 2018). 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\$678.551, nas suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

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 é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado.

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

No período findo em 31 de dezembro de 2019, a controlada em conjunto Renova, atualmente em processo de recuperação judicial, apresentou prejuízo de R\$1.014.058, prejuízos acumulados de R\$4.009.567, passivos circulantes em excesso aos ativos circulantes consolidados de R\$2.906.643, patrimônio líquido negativo de R\$1.090.547.

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, diante do agravamento da situação financeira da Renova e de um potencial pedido de recuperação judicial, a Companhia passou a provisionar, a partir de 30 de junho de 2019, uma perda estimada na realização dos créditos decorrente 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, cujo montante em 31 de dezembro de 2019 corresponde a R\$688 milhões.

Alteração no controle da Renova

Em 15 de outubro de 2019, a Light alienou pelo valor de R\$1,00 (um real) a totalidade das ações na controlada em conjunto Renova, equivalentes a 17,17% de seu capital social, para o CG I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia. Adicionalmente, a Lightcom Comercializadora de Energia S.A., celebrou um Termo de Cessão por meio do qual cedeu todos os créditos detidos em face da Renova à CG I. Transcorrido o prazo previsto no Acordo de Acionistas da Renova, a Companhia não exerceu o seu direito de preferência nem seu direito de venda conjunta, não alterando assim a sua participação acionária direta na Renova.

Pedido de recuperação judicial ajuizado pela Renova

Em 16 de outubro de 2019, foi deferido pelo Juízo da 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca do Estado de São Paulo o pedido de recuperação judicial ajuizado pela Renova e pelas demais empresas do grupo (“Grupo Renova”), determinando, entre outras medidas: (i) nomeação de uma empresa independente para atuar como administradora judicial; (ii) suspensão das ações e execuções contra as empresas do Grupo Renova pelo prazo de 180 dias, nos termos do artigo 6º da Lei 11.101/2005; (iii) apresentação de contas até o dia 30 de cada mês enquanto perdurar o processo de recuperação judicial, sob pena de afastamento dos controladores e substituição dos administradores das empresas do Grupo Renova, nos termos do artigo 52, IV da Lei 11.101/2005; (iv) dispensa de apresentação das certidões negativas para que as empresas do Grupo Renova exerçam suas atividades; e (v) determinação de expedição de edital, nos termos do § 1º do artigo 52 da Lei 11.101/2005, com prazo de 15 dias para apresentação de habilitações e/ou divergências de créditos no âmbito da recuperação judicial.

Em 17 de dezembro de 2019, a Renova protocolou o seu Plano de Recuperação Judicial, o qual deve ser submetido à aprovação da Assembleia Geral de Credores conforme termos e prazos estabelecidos na Lei 11.101/2005. A controlada em conjunto está em fase de discussão do referido plano, sendo que, até a presente data, não foram mensurados os possíveis efeitos sobre os seus saldos contábeis.

No contexto da recuperação judicial, a Renova celebrou com a Cemig (controladora da Cemig GT) empréstimo do tipo “*debtor-in-possession*” (“DIP”), no montante total de R\$36.500, sendo de R\$10.000, R\$6.500 e R\$20.000, nas datas de 25 de novembro de 2019, 27 de dezembro de 2019 e 28 de janeiro de 2020, respectivamente. Os recursos desses empréstimos, na modalidade de mútuo pós concursal, ou seja, durante o processo de Recuperação Judicial, são necessários para suportar as despesas de manutenção das atividades da Renova, foram autorizados pelo juízo da 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca do Estado de São Paulo, e são garantidos por alienação fiduciária de ações de uma empresa constituída por um projeto eólico de propriedade da Renova, além de possuírem prioridade no recebimento no decorrer do processo de recuperação judicial. Adicionalmente, em 25 de outubro de 2019, a Companhia concedeu à Renova um adiantamento para futuro aumento de capital no valor de R\$5.000.

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 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 2019, a NESA apresenta capital circulante líquido negativo de R\$3.309.499 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.

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 2019 é de R\$1.962.000 (R\$1.643.000 em 31 de dezembro de 2018).

Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

Investidas controladas em conjunto:

Norte Energia S.A. (“NESA”) – investimento 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 independentes 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 da Companhia.

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 segunda fase da operação.

A Renova tem a informação de que os inquéritos policiais da Operação “E o Vento Levou” e da Polícia Civil do Estado de Minas Gerais ainda não foram concluídos, sendo que as autoridades governamentais poderão levar tempo adicional para concluir todos os seus procedimentos de apuração dos fatos. 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.

No decorrer de 2019, a Receita Federal do Brasil lavrou autos de infração contra a Renova e a controlada indireta Espra, questionando a apuração de IRPJ, CSLL e o recolhimento de IRRF, tendo como objeto contratos firmados para a prestação de serviços que supostamente não tiveram a sua devida contraprestação, nos montantes estimados de R\$89.318 e de R\$1.788, respectivamente.

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.

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 2019 é zero e que não foram assumidas pela Companhia e suas controladas 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 e da sua controladora 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 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 está sendo supervisionada por Comitê Especial de Investigação cuja criação foi aprovada pelos órgãos de governança.

A primeira fase da investigação interna e independente da Companhia foi concluída e o relatório foi entregue em 13 de maio de 2019. A segunda fase da investigação foi substancialmente concluída e o seu relatório preliminar foi entregue em 20 de fevereiro de 2020. Considerando os resultados das investigações internas apresentados até o momento, não foram apurados efeitos para registro nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia em 31 de dezembro de 2019. A segunda fase das investigações continua em andamento, com previsão de conclusão no primeiro semestre de 2020.

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

14. 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 %	2019			2018
		Bruto	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	2,80	4.095.550	(2.380.400)	1.715.150	1.882.427
Custo histórico		4.095.550	(2.380.400)	1.715.150	1.882.427
Transmissão	3,18	5.778.308	(4.371.884)	1.406.424	1.535.177
Custo histórico		2.071.911	(962.272)	1.109.639	1.136.081
Reavaliação		3.706.397	(3.409.612)	296.785	399.096
Administração	7,84	95.563	(68.884)	26.679	28.445
Custo histórico		89.225	(63.012)	26.213	27.899
Reavaliação		6.338	(5.872)	466	546
Total		9.969.421	(6.821.168)	3.148.253	3.446.049
Em curso				-	
Geração		76.537	-	76.537	87.485
Transmissão		322.548	-	322.548	134.026
Administração		7.142	-	7.142	6.560
Total		406.227	-	406.227	228.071
Total		10.375.648	(6.821.168)	3.554.480	3.674.120

	Valor bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C) (3)	Valor bruto em 31/12/2019	Adições líquidas (A) – (B) + (C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2019	Valor líquido em 31/12/2018	Obrig. esp. brutas 31/12/2019	Amortização acumulada 31/12/2019	Obrigações especiais líquidas 31/12/2019
ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO												
Geração	4.242.492	(165.238)	(1.535)	19.831	4.095.550	(146.942)	(2.380.400)	1.715.150	1.882.093	(5.957)	-	(5.957)
Terrenos	153.638	-	-	14.213	167.851	14.213	(22.000)	145.851	135.518	-	-	-
Reservatórios, barragens e adutoras	2.229.433	-	-	413	2.229.846	413	(1.256.102)	973.744	1.033.318	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	653.350	-	-	424	653.774	424	(401.194)	252.580	268.421	-	-	-
Máquinas e equipamentos	1.208.795	-	(1.523)	4.781	1.212.053	3.258	(792.974)	419.079	450.134	(5.957)	-	(5.957)
Veículos	766	-	-	-	766	-	(760)	6	8	-	-	-
Móveis e utensílios	1.885	-	(12)	-	1.873	(12)	(1.820)	53	68	-	-	-
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (1)	-	(165.238)	-	-	(165.238)	(165.238)	94.450	(70.788)	-	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (2)	(5.375)	-	-	-	(5.375)	-	-	(5.375)	(5.374)	-	-	-
Transmissão	5.779.668	-	(35.070)	33.710	5.778.308	(1.360)	(4.371.884)	1.406.424	1.535.148	(198.678)	35.583	(163.095)
Terrenos	21.522	-	-	-	21.522	-	-	21.522	21.522	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	264.317	-	-	835	265.152	835	(194.414)	70.738	57.142	-	-	-
Máquinas e equipamentos	5.809.336	-	(35.062)	32.737	5.807.011	(2.325)	(4.187.172)	1.619.839	1.366.460	(198.678)	35.583	(163.095)
Veículos	2.108	-	-	-	2.108	-	(2.107)	1	4	-	-	-
Móveis e utensílios	1.452	-	(8)	138	1.582	130	(988)	594	509	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (2)	(319.067)	-	-	-	(319.067)	-	12.797	(306.270)	89.511	-	-	-
Administração	103.434	-	(10.497)	2.626	95.563	(7.871)	(68.884)	26.679	28.445	-	-	-
Terrenos	740	-	-	-	740	-	-	740	740	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	14.503	-	-	-	14.503	-	(8.628)	5.875	6.243	-	-	-
Máquinas e equipamentos	50.768	-	(477)	2.615	52.906	2.138	(38.120)	14.786	14.460	-	-	-
Veículos	31.445	-	(10.019)	11	21.437	(10.008)	(18.516)	2.921	4.423	-	-	-
Móveis e utensílios	5.978	-	(1)	-	5.977	(1)	(3.620)	2.357	2.579	-	-	-
Subtotal	10.125.594	(165.238)	(47.102)	56.167	9.969.421	(156.173)	(6.821.168)	3.148.253	3.445.686	(204.635)	35.583	(169.052)
ATIVO IMOBILIZADO EM CURSO												
Geração	87.485	18.837	-	16.253	122.575	35.090	-	122.575	87.485	(5.227)	-	(5.227)
Máquinas e equipamentos	11.737	14.226	-	7.465	33.428	21.691	-	33.428	8.098	(5.227)	-	(5.227)
Outros	111.976	4.611	-	(27.440)	89.147	(22.829)	-	89.147	115.615	-	-	-
	(36.228)	-	-	36.228	36.228	-	-	-	(36.228)	-	-	-
Transmissão	134.026	221.569	-	(33.046)	322.549	188.523	-	322.549	134.026	(289)	-	(289)
Máquinas e equipamentos	107.271	215.049	-	(31.855)	290.465	183.194	-	290.465	107.272	(289)	-	(289)
Outros	26.755	6.520	-	(1.191)	32.084	5.329	-	32.084	26.754	-	-	-
Administração	6.560	3.213	-	(2.631)	7.142	582	-	7.142	6.560	-	-	-
Máquinas e equipamentos	1.583	1.516	-	(2.620)	479	(1.104)	-	479	584	-	-	-
Outros	4.977	1.697	-	(11)	6.663	1.686	-	6.663	5.976	-	-	-
Subtotal	228.071	243.619	-	(19.424)	452.266	224.195	-	452.266	228.071	(5.516)	-	(5.516)
Provisão para redução ao valor recuperável	-	(9.810)	-	(36.229)	(46.039)	(46.039)	-	(46.039)	-	-	-	-
TOTAL DO ATIVO IMOBILIZADO	10.353.665	68.571	(47.102)	514	10.375.648	21.983	(6.821.168)	3.554.480	3.673.757	(210.151)	35.583	(174.568)

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

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

(3) Refere-se à bens transferidos para bens destinados à alienação.

Adições do ativo imobilizado em curso	Material/ equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Outros gastos	Total 2019
Terrenos	1	1.212	1	2.736	3.950
Reservatórios, barragens e adutoras	-	1.922	54	5	1.981
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.659	-	-	-	2.659
Máquinas e equipamentos	135.893	85.706	8.667	525	230.791
Veículos	11	-	-	-	11
A ratear	1	119	491	-	611
Transformação, fabricação e reparo de materiais	894	2.161	561	-	3.616
Total das adições	139.459	91.120	9.774	3.266	243.619

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, onde não foi constituída empresa 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 (%)	2019	2018
Em serviço				
Usina de Queimado	82,50	3,73	217.210	217.210
Depreciação acumulada			(109.012)	(99.287)
Total em operação			108.198	117.923
Em curso				
Usina de Queimado	82,50	-	980	603
Total em construção			980	603

Composição do intangível

Intangível	Taxas anuais médias de amortização %	2019			2018
		Bruto	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	6,55	36.448	(20.817)	15.631	17.029
Custo histórico		36.448	(20.817)	15.631	17.029
Transmissão	20,00	33.933	(12.458)	21.475	21.995
Custo histórico		18.251	(11.114)	7.137	7.656
Reavaliação		15.682	(1.344)	14.338	14.339
Administração	20,00	35.772	(31.329)	4.443	5.877
Custo histórico		35.087	(30.644)	4.443	5.877
Reavaliação		685	(685)	-	-
Total		106.153	(64.604)	41.549	44.901
Em curso					
Geração		1.417	-	1.417	1.055
Transmissão		5.429	-	5.429	5.186
Administração		2.211	-	2.211	1.914
Total		9.057	-	9.057	8.155
Total		115.210	(64.604)	50.606	53.056

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
Em Serviço									
Geração	36.228	-	-	220	36.448	220	(20.817)	15.631	17.029
Servidões	11.448	-	-	-	11.448	-	(3.292)	8.156	9.283
Softwares	24.780	-	-	220	25.000	220	(17.525)	7.475	7.746
Transmissão	33.934	-	-	(1)	33.933	(1)	(12.458)	21.475	21.995
Servidões	20.635	-	-	-	20.635	-	-	20.635	20.455
Softwares	13.299	-	-	(1)	13.298	(1)	(12.458)	840	1.540
Administração	35.111	-	-	661	35.772	661	(31.329)	4.443	5.877
Softwares	35.103	-	-	661	35.764	661	(31.321)	4.443	6.391
Outros	8	-	-	-	8	-	(8)	(0)	(514)
Subtotal	105.273	-	-	880	106.153	880	(64.604)	41.549	44.901
Em Curso									
Geração	1.055	582	-	(220)	1.417	362	-	1.417	1.055
Servidões	-	330	-	-	330	330	-	330	-
Softwares	1.055	252	-	(220)	1.087	32	-	1.087	1.055
Transmissão	5.186	242	-	1	5.429	243	-	5.429	5.186
Servidões	1.721	8	-	(19)	1.710	(11)	-	1.710	1.721
Softwares	3.459	234	-	20	3.713	254	-	3.713	3.459
Outros	6	-	-	-	6	-	-	6	6
Administração	1.914	958	-	(661)	2.211	297	-	2.211	1.914
Softwares	1.829	946	-	(661)	2.114	285	-	2.114	1.829
Outros	85	12	-	-	97	12	-	97	85
Subtotal	8.155	1.782	-	(880)	9.057	902	-	9.057	8.155
TOTAL	113.428	1.782	-	-	115.210	1.782	(64.604)	50.606	53.056

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	2019	2018
007/97 - Transmissão - Portaria MME 120/2016	451.241	431.961
006/97 - Geração - Diversas Usinas	203.545	203.545
	654.786	635.506

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 do pagamento da indenização dos ativos de transmissão devidos aos agentes do setor elétrico que fizeram a adesão aos termos da Lei 12.783/13.

A tutela antecipada foi em caráter parcial, com efeitos relacionados a suspensão da inclusão nas tarifas dos consumidores dessas Associações da parcela da indenização correspondente a remuneração do custo do capital próprio incorporado desde a prorrogação das concessões, que corresponde a R\$451.241 em 31 de dezembro de 2019 (R\$431.961 em 31 de dezembro de 2018), atualizado pela variação do IPCA.

A Aneel, em atendimento à decisão judicial, por meio da Nota Técnica nº 183/2017-SGT/Aneel, de 22 de junho de 2017, apresentou o novo cálculo excluindo os valores referentes ao custo do capital próprio. A Companhia entende que essa é uma decisão provisória e que o seu direito a receber os valores referentes aos ativos da Rede Básica do Sistema Elétrico – RBSE está assegurado pela Lei, de forma que não é necessário nenhum ajuste ao valor registrado até 31 de dezembro de 2019.

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 2019 e em 31 de dezembro de 2018.

Central Geradora	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Saldo líquido dos ativos com base no Custo Histórico
Lote D			
UHE Três Marias	jul/15	396	71.694
UHE Salto Grande	jul/15	102	10.835
UHE Itutinga	jul/15	52	3.671
UHE Camargos	jul/15	46	7.818
PCH Piau	jul/15	18,01	1.531
PCH Gafanhoto	jul/15	14	1.232
PCH Peti	jul/15	9,4	1.346
PCH Dona Rita	set/13	2,41	534
PCH Tronqueiras	jul/15	8,5	1.908
PCH Joasal	jul/15	8,4	1.379
PCH Martins	jul/15	7,7	2.132
PCH Cajuru	jul/15	7,2	3.576
PCH Paciência	jul/15	4,08	728
PCH Marmelos	jul/15	4	616
Outras			
UHE Volta Grande	fev/17	380	25.621
UHE Miranda	dez/16	408	26.710
UHE Jaguará	ago/13	424	40.452
UHE São Simão	jan/15	1.710	1.762
		3.601,70	203.545

15. FORNECEDORES

	2019	2018
Suprimento e transporte de energia elétrica	344.248	369.797
Materiais e serviços	52.069	66.317
	396.317	436.114

16. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	2019	2018
Circulante		
ICMS	11.723	13.387
Pasep	2.973	3.885
Cofins	13.630	18.742
INSS	4.378	4.046
ISSQN	1.430	1.369
Outros	4.874	5.024
	39.008	46.453
Não circulante		
Pasep	10	576
Cofins	62	3.548
	72	4.124
	39.080	50.577

17. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + Juros LP	Saldo total	Data captação repactuação	Tipo de garantia	Indexador ou juros	Spread % a.a
Financ. / emprést. moeda estrangeira	45.691	-	5.997.354	6.043.045	-	-	-	-
Eurobonds	45.691	-	6.046.050	6.091.741	Jun-18	Aval/Fiança	USD	9,25%
(-) Custos de transação	-	-	(18.656)	(18.656)	-	-	-	-
(+/-) Recursos antecipados (1)	-	-	(30.040)	(30.040)	-	-	-	-
Financ. / emprést. moeda nacional	56.975	637.206	971.330	1.665.511	-	-	-	-
Consórcio pipoca	-	185	-	185	Dez-10	Aval/Fiança	IPCA	-
Debêntures - 3ª Série - 3ª emissão	55.662	340.668	691.659	1.087.989	Mar-12	Aval/Fiança	IPCA	6,20%
Debêntures – 2ª Série – 6ª emissão	622	16.670	-	17.292	Dez-14	Aval/Fiança	IPCA	8,07%
Debêntures – série única - 7ª emissão (2)	691	288.690	288.686	578.067	Dez-16	Ações	CDI	140,00%
(-) Custo de transação	-	(9.007)	(9.015)	(18.022)	-	-	-	-
Dívidas com fundo de pensão	-	62.550	1.372.337	1.434.887	-	-	-	-
Plano de saúde, odontológico e seg.vida	-	29.775	781.872	811.647	-	-	-	-
Forluz - Reserva contratada	-	25.652	102.520	128.172	Jun-08	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Equacionamento (déficit 2015, 2016 e 2017)	-	7.123	117.376	124.499	Abr-19	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Previdência privada	-	-	370.569	370.569	-	-	-	-

- (1) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até o vencimento (*Yield to Maturity*) acordado em contrato do Eurobonds.
- (2) Em 24 de julho de 2019, a Companhia realizou amortização extraordinária de sua 7ª emissão de debêntures simples, no valor de R\$125 milhões, com vencimento final em dezembro de 2021.

	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
Financ. / emprést. moeda estrangeira							-	-	-	5.997.354	-	-	5.997.354
Eurobonds	05/06/2020	Semestral	05/12/2024	05/12/2024	Única	<i>Bullet (final)</i>	-	-	-	6.046.050	-	-	6.046.050
(-) Custo de transação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.656)	-	-	(18.656)
(+/-) Recursos antecipados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(30.040)	-	-	(30.040)
Financ. / emprést. moeda nacional							620.363	350.967	-	-	-	-	971.330
Debêntures - 3ª Série - 3ª emissão	15/02/2020	Anual	17/02/2020	15/02/2022	Anual	SAC	340.668	350.991	-	-	-	-	691.659
Debêntures – Série Única - 7ª emissão	23/01/2020	Mensal	23/01/2020	23/12/2021	Mensal	SAC	288.686	-	-	-	-	-	288.686
(-) Custos de transação	-	-	-	-	-	-	(8.991)	(24)	-	-	-	-	(9.015)
Dívidas com fundo de pensão							34.408	36.472	38.660	24.552	9.111	1.229.134	1.372.337
Plano de saúde, odontológico e seguro de vida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	781.872	781.872
Forluz - Reserva contratada	31/01/2020	Mensal	31/01/2020	30/06/2024	Mensal	Price	27.191	28.822	30.551	15.956	-	-	102.520
Forluz - Equacionamento (déficit 2015, 2016 e 2017)	01/01/2020	Mensal	01/01/2020	01/02/2033	Mensal	Price	7.217	7.650	8.109	8.596	9.111	76.693	117.376
Forluz - Previdência Privada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	370.569	370.569

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

	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Moedas						
Dólar norte americano	45.691	-	-	-	6.046.051	6.091.742
Total por moedas	45.691	-	-	-	6.046.051	6.091.742
Indexadores						
IPCA (1)	413.807	340.668	350.991	-	-	1.105.466
CDI (2)	289.381	288.686	-	-	-	578.067
Total por indexadores	703.188	629.354	350.991	-	-	1.683.533
(-) Custos de transação	(9.007)	(8.991)	(24)	-	(18.656)	(36.678)
(+/-) Recursos antecipados	-	-	-	-	(30.040)	(30.040)
Total geral	739.872	620.363	350.967	-	5.997.355	7.708.557

(1) Índice Preço 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 2019 %	Variação Acumulada em 2018 %	Indexador	Variação Acumulada em 2019 %	Variação Acumulada em 2018 %
Dólar norte-americano	4,02	17,13	IPCA	4,31	3,75
			CDI	5,97	6,40

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

Saldos em 31 de dezembro de 2018	8.035.545
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)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	7.708.557

Saldo em 31 de dezembro de 2017	8.323.098
Financiamentos obtidos	1.946.269
Custos de transação	(7.876)
Recursos antecipados	9.625
Financiamentos obtidos líquidos	1.948.018
Variação monetária	43.924
Variação cambial	579.609
Encargos financeiros provisionados	848.586
Amortização dos custos de transação	19.718
Encargos financeiros pagos	(856.547)
Amortização de principal	(2.880.331)
Subtotal	8.026.075
(+) FIC Pampulha - títulos emitidos pela própria Companhia	9.470
Saldo em 31 de dezembro de 2018	8.035.545

A abertura dos ativos financeiros está apresentada a seguir:

31/12/2019	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + juros LP	Saldo total	Adimplente?	Indexador ou juros	Spread % a.a.
Ativos financeiros							
Caixa e aplicações financeiras							
Saldo final de caixa	-	2.503	-	2.503			
Aplic. Finan. – CDB	1.370	137.068	-	138.438	Sim	CDI	65% a 103%
Aplic. Finan. – Outros fundos de investimentos	842	133.544	315	134.701	Sim	CDI e Selic	101,95% a 113%
Aplic. Finan. – Outros	2	74	-	76	Sim	CDI	100%
Total	2.214	273.189	315	275.718			

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	1.690.944

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

Resumo	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + juros LP	Total 2019	Total 2018
Dívida bruta	102.666	699.756	8.341.021	9.143.443	9.112.390
Financ./emprést.moeda estrangeira	45.691	-	5.997.354	6.043.045	5.800.765
Financ./emprést.moeda nacional	56.975	637.206	971.330	1.665.511	2.234.780
Fundo de pensão	-	62.550	1.372.337	1.434.887	1.076.845
Ativos financeiros	(2.214)	(273.189)	(315)	(275.718)	(1.247.269)
Alta liquidez	(2.214)	(273.189)	(315)	(275.718)	(332.117)
Mútuos ativos (Empresas ligadas) (1)	-	-	-	-	(915.152)
(+) Dívida líquida I	100.452	426.567	8.340.706	8.867.725	7.865.121
(+/-) Derivativos / Fair value	-	(1.690.944)	-	(1.690.944)	(813.335)
(+) Dívida líquida II	100.452	(1.264.377)	8.340.706	7.176.781	7.051.786

(1) Em junho de 2019, face às incertezas relacionadas à continuidade da Renova, a Companhia efetuou uma avaliação do risco de crédito e reconheceu como perda a totalidade das contas a receber com essa controlada em conjunto no montante total de R\$688 milhões;

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 2019.

Garantias

Em 31 de dezembro de 2019 o saldo devedor dos empréstimos e financiamentos da Companhia é garantido por sua controladora Cemig da seguinte forma:

	2019
Aval e fiança	7.148.424
Ações	560.133
TOTAL	7.708.557

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: 4,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Manter índice igual ou inferior a: 3,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Semestral e anual
Eurobonds (2)	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado para o Covenant	Manter índice igual ou inferior a: 4,5 em 31/12/2019 4,5 em 30/06/2020 3,0 em 31/12/2020 3,0 em 30/06/2021 2,5 em 31/12/2021 em diante	Manter índice igual ou inferior a: 3,5 em 31/12/2019 3,5 em 30/06/2020 3,0 em 31/12/2020 3,0 em 30/06/2021 3,0 em 31/12/2021 em diante	Semestral e anual

(1) 7ª emissão de debêntures da Cemig GT, 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.

As cláusulas restritivas, com exigibilidade de cumprimento anual e semestral, foram atendidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

18. ENCARGOS SETORIAIS

	2019	2018
Reserva global de reversão – RGR	3.100	1.996
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH	6.951	3.737
Conta de desenvolvimento energético – CDE	58.327	38.346
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE	809	686
Prog.de incentivo às fontes altern. de energia elétrica – Proinfra	8.353	6.631
Fundo nacional de desenvolvimento científico tecnológico – FNDCT	1.106	1.187
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	289.737	319.621
Pesquisa expansão sistema energético	692	732
	369.075	372.936
Ativo não circulante	19.731	-
Passivo circulante	388.806	271.651
Passivo não circulante	-	101.285

19. 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 2019.

Dívida pactuada com o fundo de Pensão - Forluz

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possui registrada obrigação a pagar referente a *déficits* atuariais passados relacionados ao fundo de pensão no montante de R\$128.172 (R\$147.540 em 31 de dezembro de 2018). 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 2019, o montante total a ser pago pela Companhia em decorrência dos déficits de 2015, 2016 e 2017 apurados no Plano A é de R\$124.499 (R\$85.417 em 31 de dezembro de 2018 referente aos déficits de 2015 e 2016). A celebração dos contratos ocorreu em maio de 2017, março de 2018 e abril de 2019 para dos déficits de 2015, 2016 e 2017, respectivamente. As amortizações mensais são calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price) e serão pagas até 2031 para os déficits de 2015 e 2016, e até 2033 para o déficit de 2017. 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.

Informações atuariais

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)
Passivo líquido inicial	608.692	672.996	12.850	125.801	1.420.339
Ajuste ao teto de ativo (<i>asset ceiling</i>)	14.548	-	-	-	14.548
Passivo líquido no balanço patrimonial	623.240	672.996	12.850	125.801	1.434.887

2018	Plano de pensão e suplementação de aposentados	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Valor presente das obrigações	2.483.291	515.889	10.374	94.372	3.103.926
Valor justo dos ativos do plano	(2.071.598)	-	-	-	(2.071.598)
Passivo líquido inicial	411.693	515.889	10.374	94.372	1.032.328
Ajuste ao teto de ativo (<i>asset ceiling</i>)	44.518	-	-	-	44.518
Passivo líquido no balanço patrimonial	456.211	515.889	10.374	94.372	1.076.846

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

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

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

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2017	2.362.784	398.630	8.441	61.558	2.831.413
Custo do serviço corrente	1.009	2.259	56	335	3.659
Juros sobre a obriga�o atuarial	215.130	37.916	784	5.799	259.629
Perdas (ganhos) atuariais:					
Decorrentes de mudanças nas premissas financeiras	106.575	87.318	1.759	5.806	201.458
Decorrentes de ajustes com base na experiência	(9.038)	16.154	(115)	23.110	30.111
	97.537	103.472	1.644	28.916	231.569
Benefícios pagos	(193.169)	(26.388)	(551)	(2.236)	(222.344)
Obriga�o de benefício definido em 31 de dezembro de 2018	2.483.291	515.889	10.374	94.372	3.103.926
Custo do serviço corrente	231	3.196	76	582	4.085
Juros sobre a obriga�o atuarial	216.300	45.814	921	8.475	271.510
Perdas (ganhos) atuariais:					
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
	471.520	137.167	2.071	24.805	635.563
Benefícios pagos	(195.337)	(29.070)	(592)	(2.433)	(227.432)
Obriga�o de benefício definido em 31 de dezembro de 2019	2.976.005	672.996	12.850	125.801	3.787.652

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

	Plano de pensão e suplementa�o de aposentadoria
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2017	1.946.151
Retorno real dos investimentos	278.441
Contribui�es do empregador	40.175
Benefícios pagos	(193.169)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2018	2.071.598
Retorno real dos investimentos	445.920
Contribui�es do empregador	45.132
Benefícios pagos	(195.337)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2019	2.367.313

Os valores reconhecidos na demonstra o de resultado de 2019 e 2018 são como segue:

	Plano de pensão e suplementa�o 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 obriga�o atuarial	216.300	45.814	921	8.475	271.510
Rendimento sobre os ativos do plano	(175.137)	-	-	-	(175.137)
Despesa total em 2019 conforme cáculo atuarial	41.394	49.010	997	9.057	100.458

	Plano de pensão e suplementa�o de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Custo do serviço corrente	1.009	2.259	56	335	3.659
Juros Sobre a obriga�o atuarial	215.130	37.916	784	5.799	259.629
Rendimento sobre os ativos do plano	(175.541)	-	-	-	(175.541)
Despesa total em 2018 conforme cáculo atuarial	40.598	40.175	840	6.134	87.747

As movimenta es ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2017	435.902	398.630	8.441	61.558	904.531
Despesa reconhecida no resultado	40.598	40.175	840	6.134	87.747
Contribuições pagas	(40.175)	(26.388)	(551)	(2.236)	(69.350)
Perdas atuariais (1)	19.886	103.472	1.644	28.916	153.918
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2018	456.211	515.889	10.374	94.372	1.076.846
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
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2019	623.240	672.996	12.850	125.801	1.434.887
				2019	2018
Passivo circulante				62.550	57.052
Passivo não circulante				1.372.337	1.019.794

(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\$87.765 (R\$72.335 em 2018), mais os encargos e variação monetária da dívida pactuada com a Forluz, no montante de R\$12.693 (R\$15.412 em 2018).

A estimativa para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2020 é 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	8.916	255.471
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(156.177)	-	-	-	(156.177)
Estimativa da despesa total em 2020 conforme cálculo atuarial	43.320	51.654	1.016	9.813	105.803

A expectativa de pagamento de benefícios para o exercício de 2020 é como segue:

	Plano de pensão e suplementação de aposentadoria	Plano de saúde	Plano odontológico	Seguro de vida	Total
Estimativa de pagamento de benefícios	194.913	30.994	574	3.835	230.316

A Companhia tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão no exercício de 2020 no montante de R\$64.626 para amortização de déficit do Plano A e R\$21.257 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			
9,54	11,55	12,82	13,17	16,93

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

	2019	2018
Ações	9,51%	7,11%
Títulos de renda fixa	72,28%	71,92%
Imóveis	3,79%	4,69%
Outros	14,42%	16,28%
Total	100,00%	100,00%

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

	2019	2018
Debêntures não conversíveis emitidas pela Companhia	203.313	192.335
Imóveis da Forluz ocupados pela Companhia	135.935	192.101
	339.248	384.436

As principais premissas atuariais são conforme segue:

	2019			2018		
	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	6,87%	7,09%	7,19%	9,02%	9,13%	9,16%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	6,87%	Não aplicável	Não aplicável	9,02%	9,13%	9,16%
Taxa anual de inflação de longo prazo	3,61%	3,61%	3,61%	4,01%	4,01%	4,01%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	3,61%	Não aplicável	4,85%	4,01%	Não aplicável	5,26%
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	Winklevoss D30%	Winklevoss D30%
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 2019:

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	72.518	18.415	287	(3.378)	87.842
Agravamento da tábua de mortalidade em 1 ano	(72.896)	(13.243)	(289)	3.601	(82.827)
Decréscimo de 1% na taxa de desconto	363.460	106.511	2.109	26.108	498.188

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 2019 e 2018.

20. 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:

	2018	Adições	Reversões	Liquidações	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
Total	97.793	321.126	(3.059)	(15.655)	400.205

	2017	Adições	Reversões	Liquidações	2018
Trabalhistas	48.948	16.993	-	(11.906)	54.035
Cíveis	251	44	(83)	(44)	168
Tributárias	9.046	71	(6.179)	(64)	2.874
Regulatórias	2.206	330	-	(15)	2.521
Ambientais	-	27	-	(27)	-
Outras	35.843	4.721	(1.875)	(494)	38.195
Total	96.294	22.186	(8.137)	(12.550)	97.793

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 suas 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\$161.740 (R\$162.879 em 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$68.008 foram provisionados (R\$54.035 em 31 de dezembro de 2018), sendo essa a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Alteração do índice de correção monetária dos processos trabalhistas

O Tribunal Superior do Trabalho (TST), considerando posição adotada pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em duas ações diretas de inconstitucionalidade que tratavam do índice de correção monetária de precatórios federais, decidiu, em 04 de agosto de 2015, que os créditos trabalhistas deveriam ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), em substituição à Taxa Referencial (TR), para as ações trabalhistas que discutissem dívidas posteriores a 30 de setembro de 2009 nos processos em aberto. Em 16 de outubro de 2015, foi publicada liminar concedida pelo STF que suspendeu os efeitos da decisão do TST, por entender que é competência exclusiva do STF apreciar a existência de repercussão geral da matéria constitucional.

Em acórdão publicado em 1º de novembro de 2018, o TST decidiu que o IPCA-E deverá ser adotado como índice de atualização dos débitos trabalhistas para os processos abertos no período de 25 de março de 2015 a 10 de novembro de 2017, permanecendo a utilização da TR para os demais períodos. O montante estimado da contingência é de R\$7.163 (R\$5.072 em 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$1.036 foram provisionados, mediante avaliação da Companhia dos efeitos da decisão do Tribunal Regional do Trabalho da 3ª Região (TRT3), em maio de 2019, acerca do acórdão publicado pelo TST, nos processos classificados com probabilidade de perda provável que se encontram em fase de execução. Nenhuma provisão adicional foi constituída, uma vez que a Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, avaliou a probabilidade de perda do mérito como possível, em função da decisão do STF e da inexistência de posicionamento jurisprudencial consolidado ou análise da doutrina acerca do tema, após a liminar concedida pelo Supremo Tribunal Federal.

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\$341.988 (R\$298.478 em 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$283.861 foram provisionados em 2019, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

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\$37.904 (R\$36.391 em 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$2.042 (R\$2.874 em 31 de dezembro de 2018) 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\$31.302 (R\$21.146 em 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$3.004 (R\$2.521 em 31 de dezembro de 2018) 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\$148.265 (R\$139.660 em 31 de dezembro de 2018), dos quais R\$42.072 foram provisionados (R\$38.195 em 31 de dezembro de 2018). 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\$66.483 (R\$64.786 em 31 de dezembro de 2018), registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R\$68.137 (R\$71.554 em 31 de dezembro de 2018) 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\$17.710 (R\$31.775 em 31 de dezembro de 2018). 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.

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 DARF's e/ou DCTF's, 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\$80.089 (R\$76.054 em 31 de dezembro de 2018) e a probabilidade de perda foi classificada como possível pela Companhia, em razão do atendimento dos requisitos legais pertinentes, constantes no Código Tributário Nacional (CTN).

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\$82.786 (R\$74.033 em 31 de dezembro de 2018). 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\$343.469 (R\$317.460 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.

Encargos de Serviços do Sistema - Resolução do Conselho Nacional de Política Energética

A Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, estabeleceu novos critérios para o Rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas. Pelos novos critérios, o custo dos Encargos do Serviço do Sistema (ESS) por motivo de segurança energética, que era rateado integralmente entre os consumidores livres e distribuidoras, passaria a ser rateado por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), inclusive geradores e comercializadores.

Em maio de 2013, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), da qual a Companhia é associada, obteve liminar suspendendo os efeitos dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 3, isentando os geradores do pagamento do ESS em conformidade à Resolução mencionada.

Em decorrência da liminar, a CCEE efetuou a liquidação financeira de abril a dezembro de 2013, utilizando-se dos critérios anteriores à Resolução mencionada. Dessa forma, a Companhia efetuou o registro dos custos do ESS em conformidade aos critérios de liquidação financeira divulgados pela CCEE, sem os efeitos da Resolução CNPE nº 3.

Em junho de 2019 o processo foi baixado, tendo em vista que a ação anulatória proposta pela autora Apine transitou em julgado, tornando definitivo e irreversível o provimento jurisdicional que declarou a nulidade da Resolução CNPE nº 3/2013, na parte em que inclui os agentes de geração no rateio do custo do despacho adicional de usina para garantir o suprimento energético, mantendo-se definitivamente intacta a sistemática da Resolução CNPE nº 8/2007.

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. A Companhia interpôs recursos para o Superior Tribunal de Justiça (STJ) e para o Supremo Tribunal Federal (STF) e, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, entende que se trata de discussão de matéria infraconstitucional (existência de Lei Federal com objeto análogo) e matéria constitucional no que se refere à constitucionalidade ou não da norma estadual, sendo a decisão final de competência do STJ e do STF. Nenhuma provisão foi constituída, uma vez que a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, classificou a probabilidade de perda como possível e o valor da contingência é de R\$165.299 (R\$147.636 em 31 de dezembro de 2018).

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\$95.215 (R\$87.159 em 31 de dezembro de 2018).

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\$42.492 (R\$10.589 em 31 de dezembro de 2018), para os quais não há saldo provisionado pois a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, classificou a probabilidade de perda como possível.

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

Composição das obrigações especiais	Amortização - taxa média anual	Custo histórico	Reavaliação	Saldo em 2019	Saldo em 2018
Em serviço		(183.589)	(21.046)	(204.635)	(204.635)
Participação da união, estados e municípios		(10)		(10)	(10)
Participação financeira do consumidor		(179.352)	(20.957)	(200.309)	(200.309)
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido		(200)	(89)	(289)	(289)
Pesquisa e desenvolvimento		(4.027)		(4.027)	(4.027)
(-) Amortização acumulada - AIS	3,41%	28.948	6.635	35.583	28.808
Participação financeira do consumidor		28.886	6.589	35.475	28.710
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido		62	46	108	98
Em curso		(5.516)	-	(5.516)	(4.230)
Participação da união, estados e municípios		(105)		(105)	(105)
Participação financeira do consumidor		(121)		(121)	(121)
Pesquisa e desenvolvimento		(5.227)		(5.227)	(3.941)
Valores pendentes de recebimento		(63)		(63)	(63)
Total		(160.157)	(14.411)	(174.568)	(180.057)

Movimento das obrigações especiais	Saldo em 2018	Adição	Saldo em 2019
Em serviço	(204.635)	-	(204.635)
Participação da união, estados e municípios	(10)	-	(10)
Participação financeira do consumidor	(200.309)	-	(200.309)
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido	(289)	-	(289)
Pesquisa e desenvolvimento	(4.027)	-	(4.027)
(-) Amortização acumulada - AIS	28.808	6.775	35.583
Participação financeira do consumidor	28.710	6.765	35.475
Doações e subvenções destinadas a invest. no serviço concedido	98	10	108
Em curso	(4.230)	(1.286)	(5.516)
Participação da união, estados e municípios	(105)	-	(105)
Participação financeira do consumidor	(121)	-	(121)
Pesquisa e desenvolvimento	(3.941)	(1.286)	(5.227)
Valores pendentes de recebimento	(63)	-	(63)
Total	(180.057)	5.489	(174.568)

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

Capital Social

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018, o Capital Social da Companhia é de R\$2.600.000, representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas, subscritas e integralizadas, sem valor nominal, de propriedade integral da Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig.

Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

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.

Considerando que, em 31 de dezembro de 2019, as reservas de lucros societárias, exceto as reservas de incentivos fiscais, excedem o capital social em R\$113.360, o Conselho de Administração encaminhará à Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) a proposta de aumento do capital social no montante R\$1.400.000, conforme Art. 199 da Lei das Sociedades Anônimas de 1976 - Lei 6.404/76.

Reservas de Lucros

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

	2019	2018
Reservas de lucros		
Reserva legal	212.023	170.269
Reserva de incentivos fiscais – Sudene	43.850	45.016
Reserva de retenção de lucros societária	2.501.337	2.147.329
Absorção de prejuízos regulatórios	(218.150)	(416.315)
Reserva de retenção de lucros regulatória	2.283.187	1.731.014
	2.539.060	1.946.299

Reserva Legal

A constituição da Reserva Legal é obrigatória, até os limites estabelecidos por lei, e tem por finalidade assegurar a integridade do Capital Social, condicionada a sua utilização à compensação de prejuízos ou ao aumento do capital:

	2019	2018
Lucro líquido societário do exercício	835.078	590.783
Reserva legal – 5,00%	5,00%	5,00%
Reserva legal constituída	41.754	29.539

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. A Companhia não apurou lucro da exploração no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

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 16 de dezembro de 2019, a Diretoria Executiva deliberou pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio em 2019 no montante de R\$270.000. Os benefícios fiscais decorrentes dos pagamentos foram de R\$91.800, reconhecidos no resultado do exercício de 2019.

O cálculo dos dividendos para os exercícios de 2019 e 2018 é conforme segue:

	2019	2018
Dividendos obrigatórios		
Lucro líquido societário do exercício	835.078	590.783
Dividendo obrigatório – 50% do lucro líquido societário	417.539	295.392
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre o capital próprio	40.500	7.500
	458.039	302.892
Dividendos declarados		
Juros sobre capital próprio	270.000	50.000
Dividendos estatutários	188.039	252.892
	458.039	302.892
Dividendos por ação		
Dividendos obrigatórios (em R\$)	0,1581	0,1046

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

Saldo em 31 de dezembro de 2018	659.622
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)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	781.769
Saldo em 31 de dezembro de 2017	
Saldo em 31 de dezembro de 2017	564.230
Proposta dividendos	252.892
Declaração de juros sobre o capital próprio	50.000
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	(7.500)
Pagamento	(200.000)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	659.622

Destinação do Resultado Societário de 2019 - Proposta da Administração

O Conselho de Administração deliberou encaminhar à Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), a ser realizada até o dia 31 de julho de 2020, a seguinte proposta de destinação do lucro líquido societário de 2019, no montante de R\$835.078, do saldo de realização do custo atribuído de Imobilizado no montante de R\$17.557 e do saldo referente à reversão da reserva de incentivos fiscais relativo a exercícios anteriores, no montante de R\$1.166:

- R\$41.754 sejam destinados para constituição de Reserva Legal;
- R\$270.000 para pagamento de Juros sobre o Capital Próprio;
- R\$188.039 sejam destinados ao pagamento de dividendos mínimos obrigatórios.
- R\$354.008 sejam mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia.

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:

	2019	2018
Quantidade de ações	2.896.785.358	2.896.785.358
Lucro societário do exercício	835.078	590.783
Lucro societário por ação – básico e diluído (em R\$)	0,2883	0,2039

A opção de venda de investimentos descrita na nota explicativa nº 28 tem potencialmente o poder de diluir os resultados por ação básicos no futuro, entretanto, não provocou diluição no lucro por ação nos exercícios apresentados.

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:

	2019	2018
Ajustes de passivos atuariais – benefícios a empregados	(627.665)	(406.692)
Ajustes de reavaliação – BRR	196.137	263.243
Outros resultados abrangentes	(431.528)	(143.449)

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.

Os valores registrados como custo atribuído decorrem da avaliação dos ativos de geração, com a definição do seu valor justo pelo custo de reposição na adoção inicial das normas contábeis internacionais em 1º de janeiro de 2009. A avaliação dos ativos de geração implicou em um aumento no valor desses ativos, com o registro na conta específica do Patrimônio Líquido, líquido dos efeitos fiscais. Esses valores estão sendo realizados com base na depreciação dos ativos.

23. RECEITAS

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

a) Receita bruta

	Nº consumidores (1)		GWh (1)			
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Fornecimento faturado	1.561	1.257	16.440	16.559	3.808.143	3.711.307
Industrial	772	646	12.115	13.399	2.928.232	3.004.036
Comercial	787	610	4.322	3.159	879.067	706.941
Rural	2	1	3	1	844	330
Fornecimento - não faturado		-	-	-	20.000	2.500
Suprimento faturado (2)	40	49	11.159	11.859	2.546.543	2.670.074
Suprimento - não faturado		-	-	-	(73.496)	(5.222)
Total fornecimento/suprimento	1.601	1.306	27.599	28.418	6.301.190	6.378.659
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	-	-	-	-	1.044.978	1.007.396
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	393.667	147.106
Serviços cobráveis (reversão)	-	-	-	-	-	(22)
Total	1.601	1.306	27.599	28.418	7.739.835	7.533.139

(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.

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\$8.842 em 2019 (R\$11.497 em 2018).

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.

b) Impostos e encargos incidentes sobre a receita

	2019	2018
Tributos		
ICMS	570.238	511.805
Cofins	560.148	564.004
PIS/Pasep	121.611	122.447
ISSQN	50	63
	1.252.047	1.198.319
Encargos		
Reserva global de reversão – RGR	13.840	17.064
Conta de desenvolvimento energético – CDE	235.037	153.006
Proinfra	52.042	39.971
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	25.667	23.765
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	8.501	6.885
Compensação financ. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	30.349	34.944
	365.436	275.635
	1.617.483	1.473.954

24. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS

	2019	2018
Energia elétrica comprada para revenda		
Energia de curto prazo – CCEE	78.335	132.218
Energia adquirida no ambiente livre	4.067.503	3.996.645
Créditos de PIS/Pasep e Cofins	(365.492)	(364.584)
	3.780.346	3.764.279

25. CUSTOS GERENCIÁVEIS

a) Pessoal e administradores

	2019	2018
Pessoal	449.784	390.868
Remuneração	176.701	173.330
Encargos	63.753	61.295
Previdência privada - corrente	17.999	17.382
Benefício pós-emprego - previdência privada	28.701	25.185
Programa de demissão voluntária	240	271
Despesas rescisórias	9.381	19.604
Participação nos lucros e resultados - PLR	62.528	16.794
Outros benefícios - corrente	29.269	26.331
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	59.064	47.149
Outros	2.148	3.527
Administradores	2.708	4.482
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	2.464	4.033
Benefícios dos administradores	244	449
	452.492	395.350

Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP) - 2019

Em dezembro de 2018, a Companhia aprovou o Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2019), com período de adesão de 07 a 31 de janeiro de 2019, sendo elegíveis os empregados que tiverem tempo de serviço igual ou superior a 25 anos na Companhia até 31 de dezembro de 2018. O programa previa o pagamento das verbas rescisórias legais, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação, sem previsão de pagamento de prêmio adicional.

Em março de 2019, a Companhia aprovou a reabertura do programa de desligamento voluntário (PDVP 2019), com período de adesão de 1º a 10 de abril de 2019 e alteração dos requisitos para tanto, mantendo-se as mesmas condições financeiras.

O montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2019 incluindo as verbas rescisórias foi de R\$17.502, correspondente à adesão total de 120 empregados, sendo R\$11.648 reconhecidos no resultado do exercício de 2018 (78 empregados) e R\$5.854 reconhecidos em 2019 (42 empregados).

b) Serviços de terceiros

	2019	2018
Comunicação	3.169	3.093
Manutenção e conservação de instalações e equipamentos elétricos	23.028	18.891
Conservação e limpeza de prédios	21.136	23.231
Mão de obra contratada	1.815	7.936
Fretes e passagens	2.461	2.374
Hospedagem e alimentação	3.565	3.006
Vigilância	5.345	7.882
Consultoria	4.998	1.825
Manutenção e conservação de móveis utensílios	857	908
Tecnologia da informação	10.595	10.436
Manutenção e conservação de veículos	389	342
Energia elétrica	3.289	4.238
Meio ambiente	8.740	8.050
Limpeza de faixas	3.829	4.025
Serviços de reprografia	1.646	1.230
Serviços advocatícios e custas processuais	7.395	3.634
Outros	26.671	26.458
	128.928	127.559

c) Provisões (reversões) operacionais

	2019	2018
Perda estimada para créditos de liquidação duvidosa	7.576	2.863
Perda estimada para outros créditos a receber	2.659	453
Perda estimada com partes relacionadas – Renova (nota 29)	688.031	-
Provisão (reversão) para contingências		
Trabalhistas	28.295	16.993
Cíveis	144	(39)
Tributárias	283.529	(6.108)
Regulatórias	1.781	330
Ambientais	-	27
Outras	4.318	2.846
	318.067	14.049
	1.016.333	17.365
Variação no valor justo de derivativos		
Opção de venda SAAG (nota 13)	63.693	107.555
	1.080.026	124.920

26. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2019	2018
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de aplicação financeira	22.124	56.667
Acréscimos moratórios sobre venda de energia	5.795	5.908
Varição monetária	12.470	12.292
Varição Monetária s/ depósitos judiciais e cauções	11.644	11.196
Rendas de antecipação de pagamento	243	18.997
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos (<i>Swap</i>) (nota 28)	997.858	892.643
Atualização financeira obtida no processo de arbitragem (1)	-	76.896
Encargos de créditos com pessoas ligadas	47.596	56.320
Atualização dos créditos de PIS/Pasep e Cofins (nota 9)	228.718	-
Outras	22.236	26.616
Pasep/Cofins sobre receitas financeiras	(11.741)	(12.317)
	1.336.943	1.145.218
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 17)	(802.542)	(848.586)
Amortização do custo de transação (nota 17)	(11.706)	(19.718)
Varição monetária – Forluz	(12.693)	(15.412)
Varição monetária – empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 17)	(38.289)	(43.924)
Varições monetárias	(9.575)	(11.159)
Varições cambiais de empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 17)	(233.846)	(579.609)
Atualização financeira - adiantamento de clientes (nota 7)	(627)	(8.402)
Outras	(14.268)	(11.556)
	(1.123.546)	(1.538.366)
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	213.397	(393.148)

(1) Atualização financeira da dívida assumida pela Energimp decorrente de decisão favorável à Companhia em processo de arbitragem, que tem origem no descumprimento do prazo de entrada em operação de parques eólicos, acordado na aquisição de 49% da participação nestes parques, em 2009. Mais informações na nota explicativa nº 13.

27. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Controlador								
Governo do Estado de Minas Gerais								
Circulante								
ICMS - antecipação (1)	-	-	-	-	-	901	-	-
CEMIG								
Circulante								
Prestação de serviço (3)	-	948	-	1.376	-	-	-	-
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	-	781.769	659.622	-	-	-	-
Valor a receber (4)	-	6.243	-	-	-	-	-	-
Não circulante								
Mútuo partes relacionadas (5)	-	408.114	-	-	16.464	8.114	-	-
Controlada em conjunto								
Madeira Energia								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	5.745	5.669	57.860	59.302	67.648	70.491	(729.290)	(722.199)
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica (7)	-	2.036	-	-	-	3.147	-	-
Aliança Geração								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	-	-	6.002	5.785	-	-	(83.146)	(86.409)
Prestação de serviço (8)	626	1.792	-	-	6.762	11.492	-	-
Juros sobre capital próprio e dividendos	103.033	90.664	-	-	-	-	-	-
Contingências (9)	-	-	32.088	-	-	-	(32.088)	-
Norte Energia								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	-	130	-	-	21.566	15.913	(10.267)	-
Adiantamento de entrega futura de energia (10)	40.081	-	-	-	-	-	-	-
Baguari Energia								
Circulante								
Prestação de serviço (8)	-	211	-	-	1.021	898	-	-
Lightger								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	-	-	1.541	1.424	-	-	(21.011)	(21.132)
Retiro Baixo								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e dividendos	6.474	5.718	-	-	-	-	-	-
Hidrelétrica Pipoca								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	-	-	1.387	1.303	-	-	(18.698)	(19.154)
Hidrelétrica Cachoeirão								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e dividendos	2.536	2.460	-	-	-	-	-	-
Renova								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	-	-	-	515	4.447	-	-	(81.453)
Não circulante								
Contas a receber (11)	-	594.323	-	-	93.708	106.078	(688.031)	-
Light								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	312	374	1.206	403	27.376	45.419	(7.935)	(25)
TAESA								
Circulante								
Operações com energia elétrica (6)	-	-	903	1.226	-	-	(7.603)	(15.801)
Prestação de serviço (8)	127	130	-	-	640	566	-	-
Hidrelétrica Itaocara								
Circulante								
Ajuste para perdas (12)	-	-	21.809	-	-	-	-	-
Outras Partes Relacionadas								
Cemig Distribuição								
Circulante								
Convênio de cooperação (2)	1.669	-	-	-	7.479	-	-	(663)
Operações com energia elétrica (6)	26.370	18.627	348	784	230.780	209.219	(13.748)	(13.516)
Não circulante								
Mútuo partes relacionadas	-	-	-	-	-	9.263	-	-

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
FIC Pampulha								
Circulante								
Caixa e Equivalentes	24.749	4.043		-				
Investimentos temporários	159.030	12.859		-	844	36		-
Não circulante								
Investimentos temporários	315	1.709		-		-		-
FORLUZ								
Circulante								
Obrigações pós-emprego (13)	-	-	32.775	27.876	-	-	(41.394)	(40.598)
Contribuições para suplementação de aposentadoria - plano de contribuição definitiva (14)	-	-	-	-	-	-	(20.730)	(20.396)
Custeio administrativo (15)	-	-	-	-	-	-	(6.843)	(6.436)
Arrendamento operacional (16)	40.125	-	9.479	382	-	-	(15.331)	(13.089)
Não circulante								
Obrigações pós-emprego (13)	-	-	590.465	428.335	-	-	-	-
Arrendamento operacional (16)	-	-	32.124	-	-	-	-	-
Cemig Saúde								
Circulante								
Plano de saúde e odontológico (17)	-	-	29.422	26.940	-	-	(50.007)	(41.015)
Não circulante								
Plano de saúde e odontológico (17)	-	-	656.424	499.323	-	-	-	-

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

- Antecipação de ICMS conforme Decreto nº 47.488 do Estado de Minas Gerais ocorrida em 2018;
- Convênio de Cooperação Técnica entre Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão instituído pelo Despacho Aneel 3.208/2016. Inclui, principalmente, reembolso de despesas referentes ao compartilhamento de infraestrutura, pessoal, transporte, telecomunicação e informática;
- Refere-se à prestação de serviços celebrado entre a Cemig Telecomunicações (incorporada pela Cemig em 31/03/2018) e a Cemig D e Cemig Geração e Transmissão, instituído pelo Despacho 2.735/2016;
- Refere-se ao valor devolvido pela controladora Cemig em decorrência de ajuste no laudo de avaliação a valores contábeis da reestruturação societária de subsidiárias integrais de geração e comercialização;
- Refere-se ao contrato de mútuo firmado entre a Companhia e sua controladora Cemig no montante de R\$400.000. O mútuo é acrescido de juros correspondentes a 125,52% do CDI. Como garantia, foi assinado pela Cemig H uma Nota Promissória no valor global de R\$442.258, correspondente ao montante da dívida acrescido dos juros estimados para o período 15 meses de vigência do contrato. Em 13 de março de 2019 foram amortizados R\$46.599.598 e, em 19 de julho de 2019, houve liquidação integral do mútuo, pelo montante de R\$377.980;
- 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 previsto no art. 28, §3º, I, da Lei 13.303, de 30 de junho de 2016. Já as operações de transporte de energia elétrica são realizadas pelas transmissoras e decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS);
- Refere-se à antecipação de pagamentos de Compra e Venda de Energia Elétrica feitos em 2017 à Santo Antônio Energia, controlada da Madeira Energia pela Cemig GT. O pagamento da última parcela foi realizado em janeiro de 2019;
- Refere-se a contrato de prestação de serviço de operação e manutenção;
- Refere-se ao conjunto de valores de processos realizados e de processos provisionados oriundos do acordo realizado entre Aliança Geração, Vale S.A. e Cemig. A ação está provisionada ao custo de R\$98 milhões, cabendo à Cemig o valor de R\$32 milhões;
- Refere-se à antecipação de pagamentos de Compra e Venda de Energia Elétrica feito em 2019 à Norte Energia S.A., estabelecido por meio de Leilão e contrato registrado na CCEE. No período de 01/01/2020 à 31/12/2020 a Norte Energia entregará energia elétrica contratada referente ao montante total de R\$40.081. Não há previsão de atualização financeira para o contrato;
- Conforme mencionado na nota explicativa nº 15 (c), em junho de 2019, face às incertezas relacionadas à continuidade da Renova, a Cemig efetuou uma avaliação do risco de crédito e reconheceu como perda a totalidade das contas a receber com essa controlada em conjunto 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 15);
- 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 23);
- 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 (podendo ser prorrogado a cada 5 anos, até 2035) e agosto de 2024 (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;
- Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (vide Nota Explicativa nº 23).

Dividendos a receber de controladas

	2019	2018
Cemig Geração Poço Fundo (1)	294	-
Aliança Geração	103.033	90.664
Outras	9.010	8.178
	112.337	98.842

(1) Foi aprovada, em AGE realizada em 29 de agosto de 2019, reforma do Estatuto Social da controlada, alterando sua denominação e seu objeto sociais. Com a alteração, a Usina Termelétrica Barreiro S.A. passou a se denominar Cemig Geração Poço Fundo S.A..

Aplicações em fundo de investimento – FIC Pampulha

A Companhia aplica parte de seus recursos financeiros em um fundo de investimento reservado, que tem característica de renda fixa e segue a política de aplicações da 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 2019, 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	2019	2018
				5,16%	0,75%
ETAU (1)	Debêntures	108% do CDI	01/12/2019	-	75
LIGHT	Nota promissória	CDI + 3,50%	22/01/2019	-	54
CEMIG D	Nota promissória	151% do CDI	24/10/2019	-	397
GASMIG	Nota promissória	107% do CDI	25/09/2020	523	-
				523	526

ETAU – Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.

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 períodos findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 são demonstrados na tabela abaixo:

	2019	2018
Remuneração	2.464	4.033
Participação nos resultados	508	698
Benefícios assistenciais	244	449
	3.216	5.180

28. 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	2019		2018	
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos					
Custo amortizado (1)					
Investimentos temporários	2	27.135	27.135	92.965	92.965
Consumidores, revendedores e concessionários transporte de energia	2	1.008.786	1.008.786	807.247	807.247
Valores a receber de partes relacionadas	2	6.171	6.171	927.913	927.913
Depósitos vinculados a litígios	2	350.051	350.051	338.779	338.779
Indenizações a receber – transmissão	3	451.241	451.241	431.961	431.961
		1.843.384	1.843.384	2.598.865	2.598.865
Valor justo por meio do resultado					
Equivalentes de caixa – aplicações financeiras	2	133.705	133.705	223.247	223.247
Investimentos temporários					
Letras financeiras – bancos	2	96.107	96.107	7.700	7.700
Letras financeiras do tesouro	1	16.250	16.250	4.496	4.496
Debêntures	2	18	18	126	126
		246.080	246.080	235.569	235.569
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	3	1.456.178	1.456.178	743.692	743.692
Indenizações a receber – geração	3	203.545	203.545	203.545	203.545
		1.905.803	1.905.803	1.182.806	1.182.806
		3.749.187	3.749.187	3.781.671	3.781.671
Passivos					
Custo amortizado (1)					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2	(7.708.558)	(7.708.558)	(8.035.545)	(8.035.545)
Dívida pactuada com fundo de pensão (Forluz)	2	(128.172)	(128.172)	(147.540)	(147.540)
Equacionamento de déficit do fundo de Pensão - Forluz	2	(124.499)	(124.499)	(85.417)	(85.417)
Concessões a pagar	3	(19.692)	(19.692)	(18.747)	(18.747)
Fornecedores	2	(396.317)	(396.317)	(436.114)	(436.114)
Adiantamento de clientes	2	-	-	(40.267)	(40.267)
		(8.377.238)	(8.377.238)	(8.763.630)	(8.763.630)
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	3	(482.841)	(482.841)	(419.148)	(419.148)
		(482.841)	(482.841)	(419.148)	(419.148)
		(8.860.079)	(8.860.079)	(9.182.778)	(9.182.778)

(1) Em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, os saldos contábeis refletem os valores justos dos instrumentos financeiros.

No reconhecimento inicial, a Companhia mensura seus ativos e passivos financeiros a valor justo e classificam os mesmos conforme as normas contábeis vigentes. Valor justo é mensurado com base em premissas em que os participantes do mercado possam mensurar um ativo ou passivo. 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. 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 a partir da curva de juros de mercado, em Reais.

Opções de venda: as opções de venda de cotas do Fip Melbourne e Fip Malbec (“PUT SAAG”) foram mensurados pelo valor justo mediante a utilização do método Black-Scholes-Merton (BSM). O valor justo dessas opções foi calculado pelo montante do preço de exercício estimado na data de vencimento da opção deduzido do valor justo das ações objeto da opção de venda, também estimado na data do exercício da opção, trazidos a valor presente na data das demonstrações contábeis regulatórias.

A movimentação das opções de venda e outras informações sobre os instrumentos derivativos estão demonstradas no item “b) Instrumentos Financeiros – Derivativos”, desta nota explicativa.

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 + 1,12% a 2,22%, a Companhia considerou seu valor justo substancialmente igual ao contábil.

b) Instrumentos Financeiros – Derivativos

Opção 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 poderão 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 será 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, contabilizada pelo seu valor justo por meio dos resultados.

A Companhia utiliza o modelo Black-Scholes-Merton (“BSM”) para a mensuração do valor justo da opção de venda da SAAG. Foi considerado como hipótese de que os dispêndios futuros do FIP Malbec e FIP Melbourne são imateriais, de modo que as opções são avaliadas como se fossem participações diretas na MESA o fossem. Contudo, nem SAAG e nem MESA são negociadas em bolsa de valores, de forma que algumas adaptações são necessárias para cálculo do preço do ativo objeto e de sua volatilidade para aplicação do modelo BSM. O preço de fechamento da ação da MESA em 31 de dezembro de 2019 é auferido via *Free Cash Flow to Equity* (FCFE), com sua equivalência em participação indireta detidas pelos FIP’s. A volatilidade, por sua vez, é mensurada como uma média da volatilidade histórica (hipótese de que a série da diferença dos retornos capitalizados em tempo contínuo segue uma distribuição normal) de empresas comparáveis do setor de geração de energia elétrica com ações negociadas na Bovespa.

Com base nos estudos realizados, encontra-se registrado nas demonstrações contábeis regulatórias um passivo no valor de R\$482.841 (R\$419.148 em 31 de dezembro de 2018), referente à diferença entre o valor justo estimado para os ativos em relação ao preço de exercício.

A movimentação do valor das opções é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2017	311.593
Variação do valor Justo	107.555
Saldo em 31 de dezembro de 2018	419.148
Variação do valor justo	63.693
Saldo em 31 de dezembro de 2019	482.841

A Companhia efetuou uma análise de sensibilidade do preço de exercício da opção variando a taxa de juros livre de risco e a volatilidade, mantendo-se todas as demais variáveis do modelo constantes. Nesse contexto, utilizou-se cenários de taxa de juros livre de risco de 2,29% a 6,29% ao ano e volatilidade entre 13,00% e 73,00% ao ano, resultando em estimativas de preço mínimo e máximo da opção de venda de R\$467.156 e R\$499.151, respectivamente.

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, conforme demonstrado na nota explicativa nº 22.

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”) para proteção do serviço associado a estas dívidas (principal mais juros).

Os instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia 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 2019, no montante de R\$997.858 (ajuste positivo de R\$892.643 em 31 de dezembro de 2018), 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 contratados pela Companhia em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018:

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 2019	Valor justo 2019	Valor Conforme contrato 2018	Valor justo 2018
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 150,49% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$1.000.000	813.535	1.235.102	679.530	626.888
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 125,52% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$500.000	108.532	455.842	32.781	186.447
					922.067	1.690.944	712.311	813.335

- (1) Para a emissão original de US\$1 bilhão em Eurobonds, realizada em dezembro de 2017, foi contratada uma combinação de *Call Spread* (opções) do principal, com piso em R\$3,25/US\$ e teto em R\$5,00/US\$ e swap da totalidade dos juros, com troca de 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* (opções) 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.
- (2) Em milhares de dólares americanos (US\$).

A Companhia utiliza uma metodologia de marcação à 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 2019 foi de R\$1.690.944 (R\$813.335 em 31 de dezembro de 2018), que seria uma referência caso a Companhia efetuasse a liquidação do derivativo em 31 de dezembro de 2019, 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\$922.067, em 31 de dezembro de 2019 (R\$712.311 em 31 de dezembro de 2018).

A Companhia está exposta ao risco de mercado em função da contratação desse instrumento derivativo, sendo o seu resultado impactado pela alteração da taxa de juros e/ou da taxa de câmbio futuros. Com base nas curvas de juros e dólar futuro, a Companhia estima que em um cenário provável o seu resultado seria afetado pelos instrumentos derivativos (*swap* e *call spread*), ao fim do período contábil, em R\$1.044.833 referente à opção (*call spread*) e R\$266.137 referentes ao *swap*, totalizando R\$1.310.970.

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% do valor justo estimado para o cenário provável, conforme demonstrado a seguir:

	Cenário base 2019	Cenário provável	Cenário possível depreciação cambial e apreciação de juros 25%	Cenário remoto depreciação cambial e apreciação de juros 50%
Swap ponta ativa	6.427.369	6.004.214	5.175.929	4.404.928
Swap ponta passiva	(5.774.089)	(5.738.077)	(5.855.347)	(5.965.126)
Opção/Call Spread	1.037.664	1.044.833	401.173	34.553
Instrumento derivativo de hedge	1.690.944	1.310.970	(278.245)	(1.525.645)

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 Taxa de juros

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de juros nacionais, em 31 de dezembro de 2019, em função de ter mais passivos que ativos indexados à variação das taxas de juros, conforme segue:

	2019	2018
Ativos		
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	133.705	223.247
Investimentos temporários (nota 6)	139.510	105.287
Contas a receber – Renova (nota 27)	-	507.038
Mútuo com partes relacionadas (nota 27)	-	408.114
Indenização da geração (nota 14)	203.545	203.545
	476.760	1.536.552
Passivos		
Empréstimos e financiamentos e debêntures CDI (nota 17)	(578.067)	(1.022.646)
Adiantamento de clientes CDI (nota 7)	-	(40.267)
	(578.067)	(1.062.913)
(Passivo) líquido exposto	(101.307)	473.639

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2020, a taxa Selic será de 5,25%. 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. A taxa CDI acompanha a taxa Selic.

Risco – Alta nas taxas de juros nacionais	31/12/2019	31/12/2020		
	Valor Contábil	Cenário provável SELIC 4,2500%	Cenário possível + 25% SELIC 5,3125%	Cenário remoto + 50% SELIC 6,3750%
Ativos				
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	133.705	139.387	140.808	142.229
Investimentos temporários (nota 6)	139.510	145.439	146.921	148.404
Geração – indenização a receber – Selic (nota 14)	203.545	212.196	214.358	216.521
	476.760	497.022	502.087	507.154
Passivos				
Empréstimos e financiamentos e debêntures CDI (nota 17)	(578.067)	(602.635)	(608.777)	(614.919)
	(578.067)	(602.635)	(608.777)	(614.919)
Passivo líquido	(101.307)	(105.613)	(106.690)	(107.765)
Efeito líquido da variação das taxas de juros		(4.306)	(5.383)	(6.458)

Risco de Inflação

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:

	2019	2018
Ativos		
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 14)	451.241	431.961
	451.241	431.961
Passivos		
Empréstimos e financiamentos e debêntures – IPCA (nota 17)	(1.105.466)	(1.239.199)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - Forluz (nota 19)	(128.172)	(147.540)
Equacionamento de déficit do fundo de pensão - Forluz (nota 19)	(124.499)	(85.417)
	(1.358.137)	(1.472.156)
(Passivo) líquido exposto	(906.896)	(1.040.195)

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2020, a taxa IPCA será de 3,43%. No que se refere ao risco de elevação da 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 - Redução da inflação	31/12/ 2019	31/12/2020		
	Valor Contábil	Cenário provável IPCA 3,4293%	Cenário possível 25% IPCA 4,2866%	Cenário remoto 50% IPCA 5,1440%
Ativos				
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 14)	451.241	466.715	470.584	474.453
	451.241	466.715	470.584	474.453
Passivos				
Empréstimos, financiamentos e debêntures- IPCA (nota 17)	(1.105.466)	(1.143.376)	(1.152.853)	(1.162.331)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - Forluz (nota 19)	(128.172)	(132.567)	(133.666)	(134.765)
Equacionamento de déficit do fundo de pensão - Forluz (nota 19)	(124.499)	(128.768)	(129.836)	(130.903)
	(1.358.137)	(1.404.711)	(1.416.355)	(1.427.999)
Passivo líquido	(906.896)	(937.996)	(945.771)	(953.546)
Efeito líquido da variação da inflação		(31.100)	(38.875)	(46.650)

Risco de taxas de câmbio

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, com impacto em empréstimos e financiamentos e no fluxo de caixa.

A exposição líquida, às taxas de câmbio, é como segue:

	2019		2018	
	Moeda estrangeira	R\$	Moeda estrangeira	R\$
Dólar norte-americano				
Empréstimos e financiamentos (nota 17)	(1.511.336)	(6.091.742)	(1.511.336)	(5.856.124)
Euro				
Empréstimos e financiamentos (nota 17)	-	-	(52)	(229)
Passivo líquido exposto		(6.091.742)		(5.856.353)

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, a variação cambial das moedas estrangeiras em relação ao Real, em 31 de dezembro de 2020, será uma redução de 0,76% para o dólar (R\$4,00). A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial do Real de 25% e 50% em relação ao cenário provável.

Risco - Exposições cambiais	31/12/2019	31/12/2020		
	Valor contábil	Cenário provável Dólar 4,00	Cenário possível 25% Dólar 5,00	Cenário remoto 50% Dólar 6,00
Dólar norte-americano				
Empréstimos e financiamentos (nota 17)	(6.091.742)	(6.045.344)	(7.556.680)	(9.068.016)
Euro				
Empréstimos e financiamentos (nota 17)				
Passivo líquido exposto	(6.091.742)	(6.045.344)	(7.556.680)	(9.068.016)
Efeito líquido da variação cambial		46.398	(1.464.938)	(2.976.274)

Ressalta-se que a Companhia contratou operação de swap para substituição da exposição ao dólar norte-americano para a variação do CDI, conforme descrito em maiores detalhes no tópico “Operações de Swap” desta nota explicativa.

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, com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos coerentes com a complexidade do negócio e aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de se garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

A 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*, exposições e patrimônio. Busca, também, retorno trabalhando no 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 a cláusulas restritivas mais onerosas, o que poderia adicionalmente, gerar restrições nas operações dos negócios.

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

	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos financeiros à taxa de juros:						
Pós-fixadas						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	27.012	465.303	910.944	9.842.764	-	11.246.023
Concessões a pagar	223	452	1.983	8.858	12.655	24.171
Dívida pactuada com fundo de pensão (Forluz)	2.721	5.486	25.019	126.021	-	159.247
Equacionamento de déficit do fundo de pensão (Forluz)	1.203	2.424	27.773	47.961	142.710	222.071
	31.159	473.665	965.719	10.025.604	155.365	11.651.512
Pré-fixadas						
Fornecedores	55.291	327.838	13.188	-	-	396.317
	86.450	801.503	978.907	10.025.604	155.365	12.047.829

Risco de Crédito

O risco decorrente da possibilidade da 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 para créditos de liquidação duvidosa em 31 de dezembro de 2019, avaliado como adequado em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia, foi de R\$17.602.

No que se refere ao risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas, advindas da decretação de insolvência de instituição financeira em que mantenha depósitos, foi aprovada uma Política de Aplicação Financeira que vigora desde 2004.

Todas as aplicações são realizadas em títulos financeiros que têm características de renda fixa, em sua maioria atrelados ao CDI. A Companhia não realiza operações 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 agências de riscos;
2. Patrimônio Líquido mínimo igual ou superior a R\$400 milhões;
3. Índice de Basiléia um ponto percentual acima do mínimo exigido pelo Banco Central do Brasil.

Superando estes limites de corte, os bancos são classificados em três grupos, conforme o valor do seu Patrimônio. A partir desta classificação, são estabelecidos limites de concentração por grupo e por instituição:

Grupo	Patrimônio líquido	Concentração	Limite por banco (% do PL) (1)
A1	Superior a R\$3,5 bilhões	Mínima de 80%	Entre 6% e 9%
A2	Entre R\$1,0 bilhão e R\$3,5 bilhões	Máxima de 20%	Entre 5% e 8%
A3	Entre R\$400 milhões e R\$1,0 bilhão	Máxima de 20%	Entre 5% 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 A1 deverão concentrar no mínimo 50% do total dos recursos disponíveis.

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 em aumento de custos na aquisição de energia devido a sua substituição por fontes térmicas ou a 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 cláusula restritiva (“*covenant*”) referentes a índices financeiros da Companhia e sua controladora, e cláusulas de “*cross default*”.

Em 31 de dezembro de 2019, 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 17.

d) Administração de Capital

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

	2019	2018
Total do passivo	12.032.680	11.522.884
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	(136.208)	(226.830)
Passivo líquido	11.896.472	11.296.054
Total do patrimônio líquido	4.707.532	4.402.850
Relação passivo líquido sobre patrimônio líquido	2,53	2,57

29. SEGUROS

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

Ativos	Cobertura	Data de vigência	Importância segurada (1)	Prêmio anual (1)
Aeronáutico - Aeronaves / Equipamentos Guimbal	Casco	29/04/2019 a 29/04/2020	US\$4.385	
	Responsabilidade Civil	29/04/2019 a 29/04/2020	US\$14.000	US\$49
Almoxarifados	Incêndios	02/11/2019 a 02/11/2020	R\$20.771	R\$20
Instalações prediais	Incêndios	08/01/2020 a 08/01/2021	R\$275.773	R\$75
Equipamentos de telecomunicações	Incêndios	08/07/2019 a 08/07/2020	R\$2.650	R\$2
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência de valores acima de R\$1.000 mil.	(2)	07/12/2019 a 07/12/2020	R\$959.243	R\$1.262

(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 destes riscos.

30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em Diante	Total
Compra de energia	3.618.849	3.347.187	3.808.010	3.679.343	3.912.612	35.082.452	53.448.453

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	2019				2018			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Caixa e equivalentes de caixa		136.208	-	-	136.208	226.830	-	-	226.830
Consumidores e revendedores	30.1.6	340.940	-	571.375	912.315	289.835	-	441.156	730.991
Concessionários - transporte de energia	30.1.6	667.273	-	(571.375)	95.898	512.392	-	(441.156)	71.236
Serviços em curso	30.2.6	119.585	(119.585)	-	-	140.036	(140.036)	-	-
Tributos compensáveis		43.700	-	-	43.700	41.166	-	-	41.166
IR e CS recuperar		363.049	-	-	363.049	156.738	-	-	156.738
Almoarifado operacional	30.1.7	2.887	-	(2.887)	-	3.808	-	(3.808)	-
Investimentos temporários	30.1.1	139.195	-	(11.020)	128.175	103.578	-	(90.656)	12.922
Ativos financeiros da concessão	30.2.2 30.2.4	-	189.017	-	189.017	-	180.995	-	180.995
Ativo de contrato	30.2.8	-	171.849	-	171.849	-	130.951	-	130.951
Prêmio repactuação risco hidrológico		17.203	-	-	17.203	17.159	-	-	17.159
Despesas pagas antecipadamente	30.1.9	6.572	-	(6.572)	-	19.811	-	(19.811)	-
Dividendos a receber		112.337	-	-	112.337	98.842	-	-	98.842
Adiantamentos a fornecedores		40.081	-	-	40.081	2.036	-	-	2.036
Instrumentos financeiros derivativos		234.766	-	-	234.766	69.643	-	-	69.643
Outros ativos circulantes	30.1.1 30.1.7 30.1.9	93.508	(18.745)	25.075	99.838	40.344	-	114.275	154.619
Total do circulante		2.317.304	222.536	4.596	2.544.436	1.722.218	171.910	-	1.894.128
Bens destinados à alienação	30.1.2	4.596	-	(4.596)	-	4.326	-	(4.326)	-
Não circulante									
Consumidores		573	-	-	573	5.020	-	-	5.020
Tributos compensáveis		647.934	-	-	647.934	17.068	-	-	17.068
Tributos diferidos	30.2.10	295.700	(295.700)	-	-	171.224	(171.224)	-	-
Depósitos judiciais e cauções		350.051	-	-	350.051	338.779	-	-	338.779
Investimentos temporários		315	-	-	315	1.709	-	-	1.709
Valores a receber de partes relacionadas		6.171	-	-	6.171	927.913	-	-	927.913
Adiantamento a fornecedores		-	-	-	-	87.285	-	-	87.285
Prêmio repactuação risco hidrológico		9.338	-	-	9.338	22.981	-	-	22.981
Serviços em curso	30.2.6	51.869	(51.869)	-	-	47.235	(47.235)	-	-
Encargos setoriais	30.2.6	19.731	(19.731)	-	-	-	-	-	-
Bens e direitos para uso futuro	30.1.8	269	-	(269)	-	853	-	(853)	-
Indenização pela concessão receber	30.2.2 30.2.3	654.786	(654.786)	-	-	635.506	(635.506)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		1.456.178	-	-	1.456.178	743.692	-	-	743.692
Outros ativos não circulantes	30.1.2 30.1.8	48.283	-	269	48.552	53.765	1	5.179	58.945
Investimentos	30.2.1	7.272.028	69.457	-	7.341.485	7.418.984	69.457	-	7.488.441
Ativo financeiro da concessão	30.2.2 30.2.3	-	1.907.837	-	1.907.837	-	1.931.521	-	1.931.521
Ativo de contrato	30.2.2 30.2.3 30.2.4	-	1.024.385	-	1.024.385	-	998.359	-	998.359
Imobilizado	30.2.2 30.2.3 30.2.4	3.554.480	(1.732.289)	-	1.822.191	3.674.120	(1.648.915)	-	2.025.205
Intangível	30.2.4	50.606	(22.346)	-	28.260	53.056	(22.341)	-	30.715
Operações de arrendamento mercantil – direito de uso	30.2.9	-	51.581	-	51.581	-	-	-	-
Total do não circulante		14.418.312	276.539	-	14.694.851	14.199.190	474.117	4.326	14.677.633
Ativo total		16.740.212	499.075	-	17.239.287	15.925.734	646.027	-	16.571.761

b) Conciliação do passivo societário e regulatório

	Nota	2019				2018			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Fornecedores		396.317	-	-	396.317	436.114	-	-	436.114
Empréstimos, financiamentos e debêntures		739.872	-	-	739.872	604.211	-	-	604.211
Obrigações sociais e trabalhistas	30.1.3	100.524	-	(50.476)	50.048	78.484	-	(16.741)	61.743
Benefício pós-emprego		62.550	-	-	62.550	57.052	-	-	57.052
Impostos, taxas e contribuições		39.008	-	-	39.008	46.453	-	-	46.453
Encargos setoriais	30.2.6	388.806	(231.168)	-	157.638	271.651	(140.036)	-	131.615
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		781.769	-	-	781.769	659.622	-	-	659.622
Adiantamento de clientes		-	-	-	-	40.267	-	-	40.267
Outros passivos circulantes	30.1.3	105.014	-	50.476	155.490	56.159	-	16.741	72.900
Operações de arrendamento mercantil - obrigações	30.2.9	-	16.097	-	16.097	-	-	-	-
Total do circulante		2.613.860	(215.071)	-	2.398.789	2.250.013	(140.036)	-	2.109.977
Não circulante									
Empréstimos, financiamentos e debêntures		6.968.684	-	-	6.968.684	7.431.334	-	-	7.431.334
Benefício pós-emprego		1.372.337	-	-	1.372.337	1.019.794	-	-	1.019.794
Tributos		72	-	-	72	4.124	-	-	4.124
Provisão para litígios		400.205	-	-	400.205	97.793	-	-	97.793
Instrumentos financeiros – opções de venda		482.841	-	-	482.841	419.148	-	-	419.148
Encargos setoriais	30.2.6	-	39.983	-	39.983	101.285	(47.237)	-	54.048
Tributos diferidos	30.2.10	-	382.560	-	382.560	-	436.071	-	436.071
Outros passivos não circulantes		20.113	-	-	20.113	19.336	-	-	19.336
Obrig. vinculadas à concessão do serv.público de energia elétrica	30.2.4	174.568	(174.568)	-	-	180.057	(180.057)	-	-
Operações de arrendamento mercantil - obrigações	30.2.9	-	37.502	-	37.502	-	-	-	-
Total do não circulante		9.418.820	285.477	-	9.704.297	9.272.871	208.777	-	9.481.648
Total do passivo		12.032.680	70.406	-	12.103.086	11.522.884	68.741	-	11.591.625
Patrimônio líquido									
Capital social		2.600.000	-	-	2.600.000	2.600.000	-	-	2.600.000
Ajustes de avaliação patrimonial	30.2.2 30.2.3 30.2.4 30.2.10	(431.528)	210.519	-	(221.009)	(143.449)	160.971	-	17.522
Reservas de lucros	30.2.1 30.2.7 30.2.9 30.2.10	2.539.060	218.150	-	2.757.210	1.946.299	416.315	-	2.362.614
Total do patrimônio líquido		4.707.532	428.669	-	5.136.201	4.402.850	577.286	-	4.980.136
Total passivo e patrimônio líquido		16.740.212	499.075	-	17.239.287	15.925.734	646.027	-	16.571.761

c) Conciliação do resultado societário e regulatório

	Nota	2019				2018			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
RECEITA		7.739.835	(100.025)	282.398	7.922.208	7.533.139	(299.937)	427.069	7.660.271
Fornecimento de energia elétrica		3.828.143	-	-	3.828.143	3.713.807	-	-	3.713.807
Suprimento de energia elétrica		2.473.047	-	-	2.473.047	2.664.852	-	-	2.664.852
Energia elétrica de curto prazo		393.667	-	-	393.667	147.106	-	-	147.106
Disponibilização sistema de transmissão	30.1.5	-	-	-	-	-	-	-	-
	30.2.2	1.044.978	(334.804)	(17.565)	692.609	1.007.396	(408.583)	(18.888)	579.925
Receita de construção	30.2.5	-	220.390	-	220.390	-	95.712	-	95.712
Receita de indenização da transmissão	30.1.11	-	-	-	-	-	-	-	-
	30.2.7	-	-	155.013	155.013	-	-	250.375	250.375
Receita de indenização da geração	30.2.7	-	-	-	-	-	-	55.332	55.332
Receita de atualização do ativo financeiro	30.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-
	30.1.12	-	14.389	-	14.389	-	12.934	-	12.934
Outras receitas	30.1.12	-	-	144.950	144.950	(22)	-	140.250	140.228
TRIBUTOS	30.1.4	(1.252.047)	-	(12.752)	(1.264.799)	(1.198.319)	-	(11.588)	(1.209.907)
ICMS		(570.238)	-	-	(570.238)	(511.805)	-	-	(511.805)
PIS/Pasep		(121.611)	-	(1.809)	(123.420)	(122.447)	-	(1.635)	(124.082)
Cofins		(560.148)	-	(8.333)	(568.481)	(564.004)	-	(7.532)	(571.536)
ISS		(50)	-	(2.610)	(2.660)	(63)	-	(2.421)	(2.484)
ENCARGOS		(365.436)	-	-	(365.436)	(275.635)	-	-	(275.635)
Pesquisa e Desenv. – P&D		(25.667)	-	-	(25.667)	(23.765)	-	-	(23.765)
Reserva global de reversão – RGR		(13.840)	-	-	(13.840)	(17.064)	-	-	(17.064)
Conta de desenvolv. econômico – CDE		(235.037)	-	-	(235.037)	(153.006)	-	-	(153.006)
Comp.financ. util.recur.hídricos - CFUHR		(30.349)	-	-	(30.349)	(34.944)	-	-	(34.944)
Tx. fisc. de serv energia elétrica – TFSEE		(8.501)	-	-	(8.501)	(6.885)	-	-	(6.885)
Proinfra		(52.042)	-	-	(52.042)	(39.971)	-	-	(39.971)
RECEITA LÍQUIDA		6.122.352	(100.025)	269.646	6.291.973	6.059.185	(299.937)	415.481	6.174.729
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS		(3.920.163)	-	-	(3.920.163)	(3.969.348)	-	-	(3.969.348)
Energia elétrica comprada para revenda		(3.780.346)	-	-	(3.780.346)	(3.764.279)	-	-	(3.764.279)
Encargo transm., conexão e distribuição		(137.186)	-	-	(137.186)	(176.403)	-	-	(176.403)
Matéria-prima e ins. prod. energia elétrica		(2.631)	-	-	(2.631)	(28.666)	-	-	(28.666)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		2.202.189	(100.025)	269.646	2.371.810	2.089.837	(299.937)	415.481	2.205.381
CUSTOS GERENCIÁVEIS		(1.561.617)	28.833	(269.646)	(1.802.430)	(745.403)	184.153	(415.481)	(976.731)
Pessoal e administradores		(452.492)	-	-	(452.492)	(395.350)	-	-	(395.350)
Materiais		(13.073)	-	-	(13.073)	(11.404)	-	-	(11.404)
Serviços de terceiros		(128.928)	-	-	(128.928)	(125.734)	-	-	(125.734)
Arrendamentos e alugueis	30.2.9	(25.079)	19.032	-	(6.047)	(22.175)	-	-	(22.175)
Seguros		(4.696)	-	-	(4.696)	(2.887)	-	-	(2.887)
Doações, contribuições e subvenções		(7.772)	-	-	(7.772)	(4.613)	-	-	(4.613)
Provisões		(1.080.026)	-	-	(1.080.026)	(124.920)	-	-	(124.920)
Provisão para perda na alienação de bens e direitos	30.1.10	(80.598)	-	80.598	-	(10.536)	-	10.536	-
Perdas na alienação de bens e direitos	30.1.10	(13.298)	-	13.298	-	(26.149)	-	26.149	-
Obrigações derivadas de contratos de investimento		(32.088)	-	-	(32.088)	-	-	-	-
(-) Recuperação de despesas		1.998	-	-	1.998	1.287	-	-	1.287
Tributos		(1.548)	-	-	(1.548)	(1.294)	-	-	(1.294)
	30.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-
	30.2.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e amortização	30.2.4	(272.514)	114.973	-	(157.541)	(279.996)	133.802	-	(146.194)
Custo de construção	30.2.5	-	(220.390)	-	(220.390)	-	(95.712)	-	(95.712)
	30.1.5	-	-	-	-	-	-	-	-
	30.1.10	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos diversos	30.2.3	(18.995)	(1.802)	(76.331)	(97.128)	(25.066)	(1.679)	(36.685)	(63.430)
Indenização da transmissão	30.1.11	-	-	-	-	-	-	-	-
	30.2.7	37.993	117.020	(155.013)	-	100.578	149.797	(250.375)	-
Indenização da geração	30.1.11	-	-	-	-	-	-	-	-
	30.2.3	-	-	-	-	57.387	(2.055)	(55.332)	-
Recuperação de créditos de PIS/Pasep e Cofins		397.301	-	-	397.301	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	30.1.12	132.198	-	(132.198)	-	125.469	-	(109.774)	15.695
RESULTADO ATIVIDADE		640.572	(71.192)	-	569.380	1.344.434	(115.784)	-	1.228.650
Equivalência patrimonial		481.324	-	-	481.324	7.656	-	-	7.656
Equivalência patrimonial		503.008	-	-	503.008	55.390	-	-	55.390
Remensuração de participação anterior de adquiridas		-	-	-	-	79.693	-	-	79.693
Ajuste referente à desvalorização em investimentos		(21.684)	-	-	(21.684)	(127.427)	-	-	(127.427)
Resultado financeiro		213.397	(6.457)	-	206.940	(393.148)	-	-	(393.148)
Receitas financeiras		1.336.943	-	-	1.336.943	1.145.218	-	-	1.145.218
Despesas financeiras	30.2.9	(1.123.546)	(6.457)	-	(1.130.003)	(1.538.366)	-	-	(1.538.366)
Resultado antes dos impostos		1.335.293	(77.649)	-	1.257.644	958.942	(115.784)	-	843.158
Impostos sobre o resultado	30.2.10	(351.598)	(70.968)	-	(422.566)	(178.092)	(74.283)	-	(252.375)
Resultado do exercício		983.695	(148.617)	-	835.078	780.850	(190.067)	-	590.783

d) Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Nota	2019	2018
Patrimônio líquido societário		5.136.201	4.980.136
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Reavaliação - custo atribuído	30.2.3	(620.409)	(642.748)
Base de remuneração regulatória - BRR	30.2.2	(274.146)	(172.472)
Bonificação pela outorga - BO	30.2.1	(69.457)	(69.457)
	30.2.2		
	30.2.3		
Ajustes de indenização da geração e da transmissão	30.2.4	(1.595.802)	(1.464.392)
	30.2.2		
	30.2.3		
Ajuste de avaliação patrimonial (BRR)	30.2.4	571.325	571.325
Amortização do ativo financeiro conforme recebimento	30.2.7	880.214	593.839
Ajuste operações de arrendamento	30.2.9	2.019	-
Tributos – IR/CS	30.2.10	677.587	606.619
Patrimônio líquido regulatório		4.707.532	4.402.850

e) Conciliação do resultado líquido societário e regulatório

	Nota	2019	2018
Resultado do exercício - societário		835.078	590.783
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Custo atribuído	30.2.3	263	31.135
Remuneração do ativo financeiro	30.2.2	334.804	408.583
	30.2.2		
Baixa BRR	30.2.4	(2.519)	(2.457)
Depreciação - reavaliação do custo atribuído	30.2.3	22.076	21.011
	30.2.2		
Depreciação - base de remuneração regulatória (BRR)	30.2.4	(99.155)	(105.439)
Depreciação - remuneração do ativo financeiro	30.2.2	(48.429)	(49.374)
Amortização – arrendamento	30.2.9	(6.257)	-
	30.2.3		
Ajustes indenização a receber da transmissão e da geração	30.2.7	(131.410)	(187.675)
Arrendamentos e aluguéis	30.2.9	1.819	-
Juros sobre arrendamentos	30.2.9	6.457	-
Impostos (IR/CS)	30.2.10	70.968	74.283
Total dos ajustes de práticas contábeis		148.617	190.067
Resultado do exercício - regulatório		983.695	780.850

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:

30.1 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:

30.1.1 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.

30.1.2 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.

30.1.3 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.

30.1.4 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.

Na contabilidade societária estes valores são apresentados como receitas operacionais.

30.1.5 Remuneração do ativo financeiro da transmissão – concessões antigas

Os ativos de concessão de transmissão são indenizados através da receita anual permitida (RAP) a qual é composta, dentre outros, pelo valor da depreciação.

Na contabilidade regulatória os valores correspondentes à depreciação são registrados nas contas de despesas com depreciação em contrapartida ao ativo imobilizado.

Na contabilidade societária, os ativos de transmissão são registrados como ativo de contrato da concessão e os valores referentes à sua depreciação/amortização, recebidos por meio da RAP, são registrados como recebimento do ativo de contrato em questão.

30.1.6 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.

30.1.7 Almojarifado operacional

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

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

30.1.8 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.

30.1.9 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.

30.1.10 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”.

30.1.11 Outras receitas operacionais – Indenização da transmissão e da geração

Na contabilidade regulatória os valores referentes à receita de indenização de geração devem ser reconhecidos como receitas de atividade não vinculada e apresentados como outras receitas operacionais, redutoras dos custos, conforme técnica de funcionamento 7.2.188 do MCSE.

Na contabilidade societária estes valores foram apresentados como receitas operacionais no exercício de 2019.

30.1.12 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.

30.2 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:

30.2.1 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.

30.2.2 Ativos vinculados à concessão – transmissão

Na contabilidade societária, determinados saldos dos ativos vinculados à concessão de transmissão são reconhecidos como ativos financeiros em função do direito incondicional de receber caixa, em conformidade ao previsto no CPC 48 / IFRS 9 – Instrumentos Financeiros.

Na contabilidade regulatória, a partir de julho de 2017, os ativos de transmissão que seriam indenizados passaram a compor a Base de Remuneração de ativos de transmissão, estando registrados em conformidade ao valor justo dos ativos, apurado em conformidade ao Laudo de homologação aprovado pela Aneel.

As adições de ativos de transmissão ocorridas a partir de 2013 estão registrados com base no custo de aquisição, em conformidade a 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 baixas dos ativos de transmissão, sendo que na contabilidade societária somente são feitas as amortizações do ativo financeiro em conformidade ao recebimento dos valores através das tarifas e a atualização financeira dos ativos financeiros.

30.2.3 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.

30.2.4 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 financeiro e/ou ativo de contrato.

30.2.5 Receita de construção e custo de construção

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

Na contabilidade societária são registradas receitas e despesas de construção correspondentes aos investimentos realizados pela Companhia em ativos da concessão de transmissão, em conformidade ao previsto no CPC 47 / IFRS 15 – Receita de contrato de cliente.

30.2.6 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.

30.2.7 Indenização da transmissão

A Companhia estornou, no resultado do exercício, os valores relacionados à atualização do contas a receber existente em 31 de dezembro de 2016, passando a registrar a receita em conformidade à Receita Anual Permitida (RAP), considerando inclusive os termos da Resolução Normativa nº 763, de 21 de fevereiro de 2017 e Resolução homologatória do reajuste tarifário nº 2.258, de 27 de julho de 2017.

Na contabilidade societária, esse direito é reconhecido como contas a receber, correspondente à indenização estimada a ser recebida no período de 8 anos através da RAP.

30.2.8 Ativos de contrato

Na contabilidade societária, em conformidade ao IFRS 15 / CPC 47 – Receita de Contrato de Cliente, os ativos vinculados à infraestrutura da concessão de transmissão cujo direito à contraprestação está condicionado à satisfação de obrigação de desempenho durante o período da concessão, representada pela construção, operação, manutenção e disponibilidade das linhas de transmissão, são classificados como Ativos de Contrato.

Na contabilidade regulatória esses valores são apresentados como ativo imobilizado e ativo intangível.

30.2.9 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.

30.2.10 Efeitos fiscais – Imposto de renda e contribuição social

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

32. EVENTOS SUBSEQUENTES

COVID-19 – Coronavírus – Impactos para a Companhia

A pandemia Covid-19 vem se propagando rapidamente, causando efeitos econômicos rigorosos, inclusive no mercado brasileiro. A Companhia está acompanhando de perto os possíveis impactos do COVID-19 em seus negócios e mercado de atuação. Considerando a severidade das restrições aos negócios e à interação social durante a pandemia, combinada aos movimentos das taxas de juros e câmbio, a Companhia estima que os resultados da retração econômica devem ter um impacto negativo em sua posição patrimonial.

Nesse cenário, a intervenção nas políticas de mercado e as iniciativas para reduzir a transmissão do Covid-19 provavelmente levarão à redução no consumo de energia elétrica e conseqüentemente da receita de venda de energia, bem como ao incremento na inadimplência.

A partir da observação dos primeiros efeitos econômicos da pandemia, a Companhia avaliou as premissas utilizadas para cálculo do valor justo e recuperável de determinados ativos financeiros e não financeiros, conforme abaixo:

- avaliou se a maior pressão nas taxas de câmbio combinada à ausência de liquidez no mercado financeiro terão um 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 não é suficiente para compensar a exposição à variação cambial do instrumento de dívida, gerando uma perda líquida de R\$438 milhões no resultado do 1º trimestre de 2020.

A Companhia não prevê nenhuma interrupção de suas operações no futuro próximo. Em linha com as recomendações para manutenção do distanciamento social, a Companhia implementou uma série de medidas preventivas para manter a saúde e segurança de seus empregados, incluindo restrição a viagens nacionais e internacionais, suspensão de visitas técnicas e eventos nas dependências da Cemig, uso de meios remotos de comunicação, adoção de home-office para certos grupos de empregados, etc.

Devido à continuidade da pandemia e à imprevisibilidade dos resultados das medidas governamentais, bem como da persistência do choque econômico, o impacto final da situação ainda é incerto. Assim, até o momento, não é possível mensurar com precisão o impacto negativo sobre as demonstrações financeiras da Companhia, que pode ser relevante.

Reynaldo Passanezi Filho
Diretor-Presidente

Dimas Costa
Diretoria Cemig Comercialização

Leonardo George de Magalhães
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores
cumulativamente com o cargo de
Superintendente de
Controladoria
CRC-MG 53.140

Paulo Mota Henriques
Diretoria Cemig Geração e
Transmissão

Rafael Falcão Noda
Diretoria Cemigpar

Ronaldo Gomes de Abreu
Diretoria sem denominação
específica

Eduardo Soares
Diretoria de Regulação e Jurídica

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



Edifício Phelps Offices Towers
Rua Antônio de Albuquerque, 156
11º andar - Savassi
30112-010 - Belo Horizonte - MG - Brasil
Tel: +55 31 3232-2100
Fax: +55 31 3232-2106
ey.com.br

Relatório 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 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir, intitulada “Base para para opinião com ressalva”, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2019, 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 13 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 2019 nessas empresas, no montante de R\$ 7.250.218 mil, e o respectivo resultado de equivalência patrimonial no montante de R\$ 503.008 mil para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, estão mensurados por outras práticas contábeis que não aquelas estabelecidas no MCSE. A distorção causada pela aplicação das políticas contábeis incorretas não foi quantificado.

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.

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

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. Consequentemente, 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 13 às demonstrações contábeis regulatórias, em 17 de dezembro de 2019, foi protocolado nos termos da Lei nº11.101/05 o Plano de Recuperação Judicial da controlada em conjunto Renova Energia S.A. e de algumas de suas controladas que tramita perante a 2º Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca do Estado de São Paulo. A controlada em conjunto deverá submeter o Plano de Recuperação Judicial para aprovação da assembleia geral de credores conforme termos e prazos estabelecidos na referida Lei. A controlada em conjunto está em fase de discussão do referido plano e não mensurou, até a presente data, os possíveis efeitos sobre os seus saldos contábeis. Além disso, a controlada em conjunto vem incorrendo em prejuízos recorrentes e, em 31 de dezembro de 2019, apresenta capital circulante líquido negativo, patrimônio líquido negativo e margem bruta negativa. Esses eventos ou condições 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 cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”, incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis regulatórias. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme mencionado na nota explicativa 13 às demonstrações contábeis regulatórias, encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas por autoridades públicas na Companhia, na sua controladora e em certas investidas sobre determinados gastos e suas destinações, que envolvem e incluem também alguns dos outros acionistas dessas investidas e determinados executivos da Companhia, da sua controladora, das investidas e desses outros acionistas. Os órgãos de governança da controladora da Companhia autorizaram a contratação de empresa especializada para analisar os procedimentos internos relacionados a esses determinados investimentos e apurar tais alegações.

Esse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista os julgamentos relevantes e complexidade inerentes a estes processos de investigação.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros (i) análise do processo e controles implementados pela Administração para a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração, reconhecimento contábil e divulgação das informações relacionadas às investigações em andamento, que inclui também a análise do canal de denúncias, tratamento destas denúncias e comunicação dos resultados aos órgãos de governança competentes; (ii) avaliação do relatório emitido em 20 de fevereiro de 2020 por empresa especializada contratada pela Companhia para investigação de tais alegações; (iii) entendimento e acompanhamento das principais ações da Administração e dos órgãos de governança em relação a tais alegações. As interações ocorreram com o Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria, membros do Comitê Especial de Investigação e membros da Administração, bem como a área de “Compliance” da Companhia; (iv) acompanhamento das atualizações destas investigações, desde a emissão do relatório da empresa especializada, conforme mencionado no item (ii); (v) execução de procedimentos voltados para a identificação e teste documental de transações não usuais; (vi) envolvimento dos nossos especialistas forenses para realizar procedimento de shadow investigation e avaliar se a investigação foi conduzida de acordo com as melhores práticas aplicáveis; e

(vii) envolvimento de profissionais de auditoria mais experientes na definição da estratégia de testes, avaliação da documentação suporte de auditoria e na supervisão dos procedimentos de auditoria executados. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre os processos de investigação interna, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos que os procedimentos adotados pela Administração, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 13, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Créditos fiscais de PIS/Pasep e Cofins

Conforme divulgado na nota explicativa 9 às demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia reconheceu em 2019 créditos fiscais de PIS/Pasep e Cofins no montante de R\$ 626.019 mil decorrentes do trânsito em julgado da Ação Ordinária movida pela Companhia, com decisão favorável às autoras, reconhecendo o direito destas a 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, a partir de julho de 2003.

Esse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a complexidade do tema, a necessidade de julgamento por parte da Administração, o grande volume de documentação analisada e a existência de divergências entre as decisões judiciais e o posicionamento da Receita Federal quanto à metodologia de cálculo dos créditos em questão.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros (i) análise do processo e controles implementados pela Administração para determinar o valor dos créditos a serem reconhecidos e a sua expectativa de realização, incluindo os controles sobre a revisão pela Administração das premissas significativas subjacentes à determinação dos valores a serem restituídos aos consumidores; (ii) testes de integridade e acurácia das informações utilizadas pela Companhia; (iii) confronto das bases de cálculo dos créditos levantados com controles auxiliares, registros contábeis e documentos fiscais; (iv) reprocessamento dos cálculos de atualização financeira; (v) envolvimento dos nossos especialistas de tributos na análise da decisão judicial favorável à Companhia, das conclusões e embasamentos legais apresentados nos pareceres dos seus assessores legais, assim como para nos auxiliar na avaliação das bases de cálculo, documentação suporte, análise de realização e atualização dos créditos reconhecidos; e (vi) envolvimento de profissionais de auditoria mais experientes na definição da estratégia de testes, avaliação da documentação suporte de auditoria e na supervisão dos procedimentos de auditoria executados. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre os créditos fiscais de PIS/Pasep e Cofins reconhecidos, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos que os critérios para determinar o valor dos créditos em questão adotados pela Administração, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 9, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Outros assuntos

A Companhia elaborou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 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 19 de março de 2020, 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..

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 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.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os

controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela 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.



Building a better
working world

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, 30 de abril de 2020.

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

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

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 IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Belo Horizonte, 30 de abril de 2020.

Concessionária: Cemig Geração e Transmissão S.A.

Reynaldo Passanezi Filho
Diretor Presidente

Leonardo George de Magalhães
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores
cumulativamente com o cargo de
Superintendente de
Controladoria
CRC-MG 53.140

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

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

(...)

X - Fornecer informação falsa a 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.