

SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018.....	2
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	2
A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	4
AMBIENTE REGULATÓRIO	18
DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS	20
PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO	30
INVESTIMENTOS.....	30
RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES.....	31
GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	32
AUDITORIA E GERENCIAMENTO DE RISCOS	33
GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO	34
RESPONSABILIDADE SOCIAL	34
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	41
COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS, DO COMITÊ DE AUDITORIA E DA DIRETORIA.....	42
BALANÇOS PATRIMONIAIS	43
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS	45
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES.....	46
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	47
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA	48
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS.....	50
1. CONTEXTO OPERACIONAL.....	50
2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	55
3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES	59
4. SEGMENTOS OPERACIONAIS	61
5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA.....	64
6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS	64
7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS – TRANSPORTE DE ENERGIA.....	66
8. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR	68
9. TRIBUTOS DIFERIDOS	69
10. DESPESA COM IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....	70
11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES	70
12. INVESTIMENTOS.....	72
13. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL	92
14. FORNECEDORES.....	97
15. TRIBUTOS.....	98
16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES	98
17. ENCARGOS SETORIAIS	103
18. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO	103
19. PROVISÕES PARA LITÍGIOS	109
20. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	116
21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS	116
22. RECEITA	120
23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS	121
24. CUSTOS GERENCIÁVEIS.....	121
25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS	124
26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	124
27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS	128
28. SEGUROS	140
29. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS	140
30. NOTAS DE CONCILIAÇÃO	141
31. EVENTOS SUBSEQUENTES	152
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	155
TERMO DE RESPONSABILIDADE	169

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018

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 e o relatório dos Auditores Independentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e as declarações dos diretores que revisaram as demonstrações contábeis regulatórias e o respectivo relatório dos auditores independentes.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2018 foi muito positivo para a Companhia, com realizações que permitiram à Companhia atingir um novo patamar de sustentabilidade financeira e operacional, após um período de desafios nos últimos anos em função de um cenário macroeconômico e de hidrologia adversos e de uma maior alavancagem financeira, especialmente em razão da perda de algumas concessões de geração.

Os resultados obtidos em 2018 nos trazem a certeza do direcionamento estratégico correto adotado na condução dos negócios da Companhia pela Administração, e operação eficiente pelo seu qualificado grupo de colaboradores.

O exercício de 2018 marcou um grande avanço nas práticas de Governança Corporativa da Companhia, a começar pela aprovação da reforma do Estatuto, trazendo inúmeras mudanças com o objetivo de preparar a Cemig para os novos tempos, além de ajustar-se ao estabelecido na Lei 13.303/2016, que trouxe uma série de exigências com vistas à melhoria permanente da gestão das empresas estatais, nos diversos âmbitos da Federação.

Conquanto se espera que os aprimoramentos sejam contínuos, e, portanto, persistem os desafios para as futuras gestões, os avanços já implementados sedimentam um novo patamar de governança da Companhia, a exemplo da aprovação e implementação das diversas Políticas previstas no Estatuto, de transações com partes relacionadas, gestão de pessoas, divulgação de informações e gestão de participações.

Da mesma forma, nos conteúdos de finanças, recursos humanos e integridade foi remodelado o Comitê de Auditoria, responsável também pelas questões de elegibilidade, e instituído o Comitê de Estratégia e Finanças, ambos no âmbito do Conselho de Administração, marcando as bases para que a Cemig siga em sua trilha de crescimento, eficiência e sustentabilidade.

Os resultados tangíveis obtidos em 2018 nos trazem a certeza do direcionamento correto adotado na condução dos negócios da Companhia pela Administração e pelo seu qualificado grupo de colaboradores. Todas essas ações e eventos positivos em 2018 se refletiram em nossos resultados financeiros.

Nosso lucro líquido foi de R\$781 milhões em comparação ao prejuízo líquido de R\$196 milhões no ano anterior.

No que se refere a gestão da dívida, continuamos focados no alongamento do seu prazo médio de vencimento e também na redução dos custos financeiros de captação. Merece destaque a captação de US\$500 milhões em Eurobonds, com um custo de captação de 125,52% do CDI, considerando a operação de hedge realizada, um custo significativamente inferior a emissão de Eurobonds realizada em dezembro de 2017.

Também importante para a melhoria da liquidez da Companhia o recebimento da indenização dos projetos básicos das usinas de São Simão e Miranda, em agosto de 2018, no valor de R\$1,1 bilhão.

Corroborando os avanços que mencionamos, as principais agências internacionais de classificação de risco promoveram sucessivas reavaliações positivas do risco de crédito da Companhia durante o ano de 2018, refletindo expressiva evolução dos ratings e reconhecendo o êxito na implementação de medidas que resultaram na elevação da nossa qualidade de crédito.

No que se refere aos nossos investimentos, merece destaque o programa de investimentos em transmissão para os próximos 5 anos, em montante superior a R\$1,1 bilhão e com a garantia de recursos em função dos valores que estão sendo recebidos como indenização de transmissão por termos aceito os termos da Lei 12.783/13 (MP 579).

Não nos descuidamos também dos nossos colaboradores, comemoramos em 2018 um ano sem acidentes fatais com a força de trabalho da Companhia, incluindo empregados próprios e aqueles contratados por terceiros.

Temos a sustentabilidade e a responsabilidade social como parte de nossa cultura. 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 estamos presentes desde 1999. Somos signatários do Pacto Global da Organização das Nações Unidas e temos posição de destaque em vários outros *ratings* de sustentabilidade nacionais e internacionais que representam o reconhecimento de nossas ações nesse sentido.

Estamos otimistas quando olhamos para o futuro, na busca de solidificarmos ainda mais a sustentabilidade da Companhia, garantindo o retorno adequado aos acionistas, a confiança dos investidores e a satisfação dos legítimos interesses dos demais atores envolvidos em nosso negócio.

Agradecemos o comprometimento e talento dos nossos colaboradores, acionistas e demais partes interessadas no esforço convergente de manter o reconhecimento e da Companhia como uma empresa de referência no País.

A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Desde a sua criação, a Cemig Geração e Transmissão sempre demonstrou vocação para a geração de energia elétrica através 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 o seu potencial eólico, mapeado pela Cemig através do lançamento do Atlas Eólico de Minas Gerais.

A Companhia possui participação em 64 usinas, sendo 60 usinas hidrelétricas, 2 eólicas, 1 termelétrica e 1 solar e linhas de transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão, com capacidade instalada de 5.555 MW.

Área de Atuação

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



(1) Em números de consumidores e extensão de linhas de distribuição

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	1982	23/07/2025
Nova Ponte	510,00	270,10	100,00%	510,00	270,10	UHE	1994	23/07/2025
Irapé	399,00	207,90	100,00%	399,00	207,90	UHE	2006	28/02/1935
Queimado	105,00	67,90	82,50%	86,63	56,02	UHE	2004	02/01/1933
Rio de Pedras	9,28	2,15	100,00%	9,28	2,15	PCH	1928	19/09/2024
Poço Fundo	9,16	5,79	100,00%	9,16	5,79	PCH	1949	19/08/2025
São Bernardo	6,82	3,42	100,00%	6,82	3,42	PCH	1948	19/08/2025
Paraúna	4,28	1,90	100,00%	4,28	1,90	PCH	1927	Não Tem
Salto Morais	2,39	0,60	100,00%	2,39	0,60	PCH	1957	01/07/2020
Sumidouro	2,12	0,53	100,00%	2,12	0,53	PCH	1956	Não Tem
Anil	2,08	1,10	100,00%	2,08	1,10	PCH	1964	Não Tem
Xicão	1,81	0,61	100,00%	1,81	0,61	PCH	1941	19/08/2025
Luiz Dias	1,62	0,61	100,00%	1,62	0,61	PCH	1914	19/08/2025
Santa Marta	1,00	0,58	100,00%	1,00	0,58	PCH	1944	Não Tem
Pissarrão	0,80	0,55	100,00%	0,80	0,55	PCH	2001	Não Tem
Jacutinga	0,72	0,57	100,00%	0,72	0,57	PCH	1948	Não Tem
Santa Luzia	0,70	0,23	100,00%	0,70	0,23	PCH	2001	25/02/2026
Lages	0,68	0,54	100,00%	0,68	0,54	PCH	2005	Não Tem
Volta do Rio	42,00	18,41	100,00%	42,00	18,41	EOL	2010	26/12/1931
Praias de Parajuru	28,80	8,39	100,00%	28,80	8,39	EOL	2009	24/09/1932
Central Mineirão	1,42	-	100,00%	1,42	-	UFV	2015	Não Tem
Igarapé	131,00	71,30	100,00%	131,00	71,30	UTE	1978	13/08/2024
Camargos	46,00	21,00	100,00%	46,00	21,00	UHE	1960	04/01/1946
Itutinga	52,00	28,00	100,00%	52,00	28,00	UHE	1955	04/01/1946
Peti	9,40	6,18	100,00%	9,40	6,18	PCH	1946	04/01/1946
Tronqueiras	8,50	3,39	100,00%	8,50	3,39	PCH	1955	04/01/1946
Ervália	6,97	4,66	100,00%	6,97	4,66	PCH	1999	04/01/1946
Nebliana	6,47	0,35	100,00%	6,47	0,35	PCH	1948	04/01/1946
Dona Rita	2,40	1,03	100,00%	2,40	1,03	PCH	1959	04/01/1946
Sinceridade	1,42	3,59	100,00%	1,42	3,59	PCH	1963	04/01/1946
Gafanhoto	14,00	6,68	100,00%	14,00	6,68	PCH	1946	04/01/1946
Martins	7,70	1,84	100,00%	7,70	1,84	PCH	1947	04/01/1946
Cajuru	7,20	2,69	100,00%	7,20	2,69	PCH	1959	04/01/1946
Salto Grande	102,00	75,00	100,00%	102,00	75,00	UHE	1956	04/01/1946
Piau	18,01	13,53	100,00%	18,01	13,53	PCH	1955	04/01/1946
Joasal	8,40	5,20	100,00%	8,40	5,20	PCH	1950	04/01/1946
Cel. Domiciano	5,04	3,03	100,00%	5,04	3,03	PCH	1994	04/01/1946
Paciência	4,08	2,36	100,00%	4,08	2,36	PCH	1930	04/01/1946
Marmelos	4,00	2,74	100,00%	4,00	2,74	PCH	1915	04/01/1946
Três Marias	396,00	239,00	100,00%	396,00	239,00	UHE	1962	04/01/1946
Pai Joaquim	23,00	13,91	100,00%	23,00	13,91	PCH	2004	01/04/1932
Salto Voltão	8,20	7,36	100,00%	8,20	7,36	PCH	2001	04/10/1930
Salto do Passo Velho	1,80	1,64	100,00%	1,80	1,64	PCH	2001	04/10/1930
Machado Mineiro	1,72	1,14	100,00%	1,72	1,14	PCH	1992	08/07/2025
Rosal	55,00	29,10	100,00%	55,00	29,10	UHE	1999	08/05/1932
Sá Carvalho	78,00	56,10	100,00%	78,00	56,10	UHE	1951	01/12/2024
Baguari	140,00	84,70	34,00%	47,60	28,80	UHE	2009	15/08/1941
Dores de Guanhões	14,00	7,14	73,90%	10,35	5,28	PCH	2018	22/11/1932
Senhora do Porto	12,00	6,51	73,90%	8,87	4,81	PCH	2018	08/10/1932
Retiro Baixo	82,00	36,60	49,90%	40,92	18,26	UHE	2010	25/08/1941
Cachoeirão	27,00	16,37	49,00%	13,23	8,02	PCH	2008	25/07/1930
Pipoca	20,00	11,90	49,00%	9,80	5,83	PCH	2010	10/09/1931
Paracambi (Light)	25,00	19,53	37,70%	9,43	7,36	PCH	2012	16/02/1931
Aimorés	330,00	181,90	45,00%	148,50	81,86	UHE	2005	20/12/1935
Amador Aguiar I	240,00	154,40	39,30%	94,32	60,68	UHE	2006	29/08/1936
Amador Aguiar II	210,00	131,70	39,30%	82,53	51,76	UHE	2007	29/08/1936
Igarapava	210,00	134,20	23,70%	49,77	31,81	UHE	1999	30/12/2028
Funil	180,00	84,60	45,00%	81,00	38,07	UHE	2002	20/12/1935
Porto Estrela	112,00	61,80	30,00%	33,60	18,54	UHE	2001	10/07/1932
Santo Inácio III	29,40	-	45,00%	13,23	-	EOL	2017	13/06/1946
Garrote	23,10	-	45,00%	10,40	-	EOL	2017	13/06/1946
Santo Inácio VI	23,10	-	45,00%	10,40	-	EOL	2017	13/06/1946
São Raimundo	23,10	-	45,00%	10,40	-	EOL	2017	13/06/1946
Santo Antônio	3.568,30	2.424,00	18,10%	645,86	438,74	UHE	2012	12/06/1946
Belo Monte	7.566,43	4.571,00	12,90%	976,07	589,66	UHE	2016	26/08/1945
Nilo Peçanha	380,03	333,70	48,90%	185,83	163,18	PCH	1953	04/06/2026
Ilha dos Pombos	187,17	109,30	48,90%	91,53	53,45	PCH	1924	04/06/2026
Fontes Nova	131,99	98,80	48,90%	64,54	48,31	PCH	1942	04/06/2026
Pereira Passos	99,90	48,50	48,90%	48,85	23,72	PCH	1962	04/06/2026
Santa Branca	56,05	30,40	48,90%	27,41	14,87	PCH	1999	04/06/2026
Lajes(light)	17,00	15,00	48,90%	8,31	7,34	PCH	2018	03/05/2026
Colino 2	16,00	9,97	44,60%	7,14	4,45	PCH	2008	29/12/1933
Cachoeira da Lixa	14,80	7,46	44,60%	6,60	3,33	PCH	2008	24/12/1933
Colino 1	11,00	6,97	44,60%	4,91	3,11	PCH	2008	29/12/1933
Irara	30,00	18,21	22,80%	6,84	4,15	PCH	2008	25/09/1932
Jataí	30,00	20,35	22,80%	6,84	4,64	PCH	2008	19/12/1932
Santa Fé I	30,00	26,10	22,80%	6,84	5,95	PCH	2008	06/11/1932
São Pedro	30,00	18,41	22,80%	6,84	4,20	PCH	2009	29/11/1933
São Simão (PCH)	27,00	15,20	22,80%	6,16	3,47	PCH	2009	23/03/1931
Monte Serrat	25,00	18,28	22,80%	5,70	4,17	PCH	2009	28/08/1931

Usina	Potência Total	Garantia Física Total	Participação Cemig	Potência Cemig	Garantia Física Cemig	Tipo de Usina	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Funil (PCH)	22,50	13,12	22,80%	5,13	2,99	PCH	2008	23/12/2029
São Joaquim	21,00	13,28	22,80%	4,79	3,03	PCH	2008	19/10/2000
Bonfante	19,00	13,48	22,80%	4,33	3,07	PCH	2008	28/08/1931
Calheiros	19,00	10,92	22,80%	4,33	2,49	PCH	2008	14/01/1930
Retiro Velho	18,00	13,15	22,80%	4,10	3,00	PCH	2009	13/11/1932
Carangola	15,00	9,57	22,80%	3,42	2,18	PCH	2008	23/12/2029
Fumaça IV	4,50	2,61	22,80%	1,03	0,60	PCH	2008	30/12/2029

Ao final do exercício de 2018, 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 31/12/2017	Investimento Realizado até 31/12/2017	Evolução Física em 31/12/2018	Investimento Realizado até 31/12/2018
Integral e Compartilhada	-	13.775	-	12.326
Igarapé	86%	823	75%	1.152
Rio de Pedras	92%	727	60%	534
Sumidouro	-	-	100%	542
Queimado	86%	148	60%	364
Irapé	60%	470	100%	1.175
Emborcação	65%	2.424	85%	7.659
Xicão	86%	4.650	86%	44
Luiz Dias	98%	1.797	98%	6
Miranda	100%	144	-	-
São Simão	100%	652	-	-
São Bernardo	98%	1.476	98%	21
Jaguara	100%	200	-	-
Nova Ponte	70%	264	100%	829
SPE Proporcional	-	5.344	-	14.949
Três Marias	81%	2.347	46%	2.013
Itutinga	67%	318	51%	3.138
Coronel Domiciano	46%	28	27%	2
Marmelos	48%	232	55%	1.534
Joasal	22%	136	58%	527
Paciência	0%	0	41%	42
Piau	49%	34	55%	13
Dona Rita	49%	29	68%	50
Ervália	49%	34	45%	27
Nebolina	63%	173	78%	972
Salto Grande	83%	300	90%	4.111
Sinceridade	0%	21	97%	204
Cajuru	64%	158	50%	64
Martins	102%	653	93%	1.176
Camargos	46%	588	75%	212
Peti	0%	131	78%	778
Tronqueiras	105%	57	54%	48
Gafanhoto	30%	105	81%	38
Total	-	19.119	-	27.275

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
UHE Itaocara (UHE Itaocara S.A.)	150,00	93,40	49,00%	73,50	45,77	2020	dez/2049
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	3.568,00	2.385,10	15,51%	553,40	369,93	Em operação	jun/2043
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	11.233,10	4.571,00	11,69%	1.313,15	534,35	Em operação	dez/2044
PCH Dolores de Guanhanes (Guanhanes Energia)	14,00	7,14	49,00%	6,86	3,50	2018	2032
PCH Senhora do Porto (Guanhanes Energia)	12,00	6,51	49,00%	5,88	3,19	2018	2032
PCH Jacaré (Guanhanes Energia)	9,00	4,99	49,00%	4,41	2,45	2018	2032
PCH Fortuna II (Guanhanes Energia)	9,00	4,66	49,00%	4,41	2,28	2018	2031
UHE Três Marias (Cemig Geração Três Marias S.A.)	396,00	239,00	100,00%	396,00	239,00	Em operação	jan/2046
UHE Itutinga (Cemig Geração Itutinga S.A.)	52,00	28,00	100,00%	52,00	28,00	Em operação	jan/2046
UHE Salto Grande (Cemig Geração Salto Grande S.A.)	102,00	75,00	100,00%	102,00	75,00	Em operação	jan/2046
UHE Camargos (Cemig Geração Camargos S.A.)	46,00	21,00	100,00%	46,00	21,00	Em operação	jan/2046
PCH Ervália (Cemig Geração Leste S.A.)	6,97	3,03	100,00%	6,97	3,03	Em operação	jan/2046
UHE Cel. Domiciano (Cemig Geração Sul S.A.)	5,04	3,59	100,00%	5,04	3,59	Em operação	jan/2046
PCH Sinceridade (Cemig Geração Leste S.A.)	1,42	0,35	100,00%	1,42	0,35	Em operação	jan/2046
PCH Neblina (Cemig Geração Leste S.A.)	6,47	4,66	100,00%	6,47	4,66	Em operação	jan/2046
PCH Cajuru (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,20	2,69	100,00%	7,20	2,69	Em operação	jan/2046
UHE Gafanhoto (Cemig Geração Oeste S.A.)	14,00	6,68	100,00%	14,00	6,68	Em operação	jan/2046
PCH Marmelos (Cemig Geração Sul S.A.)	4,00	2,74	100,00%	4,00	2,74	Em operação	jan/2046
PCH Joasal (Cemig Geração Sul S.A.)	8,40	5,20	100,00%	8,40	5,20	Em operação	jan/2046
PCH Paciência (Cemig Geração Sul S.A.)	4,08	2,36	100,00%	4,08	2,36	Em operação	jan/2046
PCH Piau (Cemig Geração Sul S.A.)	18,01	13,53	100,00%	18,01	13,53	Em operação	jan/2046
PCH Peti (Cemig Geração Leste S.A.)	9,40	6,18	100,00%	9,40	6,18	Em operação	jan/2046
PCH Dona Rita (Cemig Geração Leste S.A.)	2,40	1,03	100,00%	2,40	1,03	Em operação	jan/2046
PCH Tronqueiras (Cemig Geração Leste S.A.)	8,50	3,39	100,00%	8,50	3,39	Em operação	jan/2046
PCH Martins (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,70	1,84	100,00%	7,70	1,84	Em operação	jan/2046
Total	15.694,69	7.493,07	-	2.661,20	1.381,74	-	-

Proporcionalmente à parte da Companhia, estes projetos de geração (de controladas e coligadas) consumiram R\$7.564 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2018 (R\$7.268 milhões até 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$522 milhões referem-se ao incremento, no ano de 2018, de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto e ao Ativo Imobilizado em Curso das usinas próprias e compartilhadas e R\$231 mil referem-se a aportes de capital nas controladas e coligadas que possuem os projetos de geração acima no ano de 2018.

Em bases totais em que há participação da Companhia, os projetos de geração consumiram R\$56.360 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2018 (R\$54.219 milhões até 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$4.114 milhões referem-se ao incremento de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto e ao Ativo Imobilizado em Curso das controladas e coligadas no ano de 2018.

Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina (Sociedade de Propósito Específico)	Evolução Física em 31/12/2017	Investimento Realizado até 31/12/2017 (R\$ MM)	Evolução Física em 31/12/2018	Investimento Realizado até 31/12/2018 (R\$ MM)
UHE Itaocara (UHE Itaocara S.A.)	NA	28,87	NA	30,72
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	100%	3.077,03	100%	3.101,69
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	97%	3.964,08	98%	4.852,64
PCH Dolores de Guanhães	92%	51,45	100%	64,68
PCH Senhora do Porto	97%	47,53	100%	50,96
PCH Jacaré	83%	55,37	97%	73,01
PCH Fortuna II	78%	43,12	98%	58,80
UHE Três Marias (Cemig Geração Três Marias S.A.)	-	-	-	-
UHE Itutinga (Cemig Geração Itutinga S.A.)	-	-	-	-
UHE Salto Grande (Cemig Geração Salto Grande S.A.)	-	-	-	-
UHE Camargos (Cemig Geração Camargos S.A.)	-	-	-	-
PCH Ervália (Cemig Geração Leste S.A.)	-	-	-	-
UHE Cel. Domiciano (Cemig Geração Sul S.A.)	-	-	-	-
PCH Sinceridade (Cemig Geração Leste S.A.)	-	-	-	-
PCH Neblina (Cemig Geração Leste S.A.)	-	-	-	-
PCH Cajuru (Cemig Geração Oeste S.A.)	-	-	-	-
UHE Gafanhoto (Cemig Geração Oeste S.A.)	-	-	-	-
PCH Marmelos (Cemig Geração Sul S.A.)	-	-	-	-
PCH Joasal (Cemig Geração Sul S.A.)	-	-	-	-
PCH Paciência (Cemig Geração Sul S.A.)	-	-	-	-
PCH Piau (Cemig Geração Sul S.A.)	-	-	-	-
PCH Peti (Cemig Geração Leste S.A.)	-	-	-	-
PCH Dona Rita (Cemig Geração Leste S.A.)	-	-	-	-
PCH Tronqueiras (Cemig Geração Leste S.A.)	-	-	-	-
PCH Martins (Cemig Geração Oeste S.A.)	-	-	-	-
Total	-	7.267,45	-	8.232,50

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	23/09/2020	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	28/03/2019	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	28/05/2021	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	02/08/2020	31/12/2042
SE São Gonçalo do Pará - Instalação de um banco de reatores monofásicos de barra 500 kV, com unidade reserva	500	-	180	19/09/2019	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	31/12/2019	31/12/2042
SE Jaguará 500kV - Instalação de um autotransformador trifásico 500/345-13,8 kV, 400 MVA	500	-	400	15/07/2019	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	30/09/2019	31/12/2042

Projetos de linhas – evolução física e investimentos

Linha de transmissão	Evolução Física em 31/12/2017	Investimento Realizado até 31/12/2017	Evolução Física em 31/12/2018 (1)	Investimento Realizado até 31/12/2018 (1)
Integral				
Atendimento à Região Triângulo	100%	48.541	-	-
SE Itajubá 3 - atendimento ao laboratório ISI - Instituto Senai Inovação	100%	3.406	-	-
Melhorias no sistema de transmissão	100%	147.984	-	-
Total	-	199.931	-	-

(1) A Companhia não teve nenhum projeto de linha com acréscimo de RAP em 2018.

Projetos de transmissão – evolução física e investimentos

Projetos de Transmissão (R\$ Mil)	Evolução Física em 31/12/2017	Investimento realizado até 31/12/2017	Evolução Física em 31/12/2018	Investimento realizado até 31/12/2018
Integral				
Substituição do Trafo T5 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	2%	84,00	-	18.046,00
Substituição do Trafo T3 pela unidade reserva (1x250MVA) e serviços associados da SE Neves 1	2%	33,00	-	147,00
Substituição Trafo T4 por 3x250MVA e serviços associados da SE Neves 1	2%	75,00	-	75,00
Instalação de 3 seções de 500kV para conexão dos trafos T1 e T2 no arranjo disjuntor e meio da SE Neves 1	2%	26,00	-	1.952,00
Instalação de 2 transformadores 138-13,8 kV 100 MVA, adequação do 13K e 14K da SE Neves 1	2%	46,00	-	2,00
Instalação de 1 nova seção de 138kV – LT2 Cinco-Neves 1 138kV da SE Neves 1	2%	7,00	-	45,00
Substituição do Reator S12 e melhorias associadas da SE Neves 1	2%	58,00	1%	6.061,00
Alteração do arranjo do barramento 230 kV BPT para BD4 - substituição do diferencial de barras e instalação/adequação de RDPs da SE Ipatinga 1	5%	24,00	-	1.031,00
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	5%	340,00	-	10.166,00
Instalação de novo banco de transformador 345/138-13,8 kV (3+1R) x100 MVA e seções associadas da SE Pimenta	2%	46,00	-	2.016,00
Substituição do transformador T2 150MVA por novo banco de autotransformadores 3 x 100MVA e desativação do T1 da SE Pimenta	2%	42,00	-	20,00
Instalação de 1 seção de 138kV para CSN da SE Pimenta	2%	6,00	-	184,00
Instalação de um banco de reatores monofásicos de barra 500 kV, com unidade reserva, arranjo de manobra e a instalação 2 vãos de 500kV da SE São Gonçalo do Pará	2%	27,00	-	10.887,00
Instalação de 1 vão de 500kV para adequação da conexão do transformador T3 da SE São Gonçalo do Pará	2%	15,00	-	1.739,00
Instalação de dois bancos de capacitores 13,8 kV - 3,6 Mvar da SE Barbacena 2	2%	9,00	-	388,00
Substituição de disjuntores de 500kV da SE São Simão	2%	-	-	2.886,00
Instalação de banco de reatores de barra 500 kV - 180 Mvar e duas seções de 500kV da SE São Gotardo 2	0%	-	-	375,00
Instalação de uma nova seção 345 kV (vão 6P) e adequação do vão 13P da SE Jaguará 345kV	0%	-	-	94,00
Instalação de um autotransformador trifásico 500/345-13,8 kV, 400 MVA da SE Jaguará 500kV	0%	-	-	266,00
Aquisição e instalação de reator 500kV reserva da SE Jaguará 500kV	1%	19,00	-	54,00
Substituição do transformador T1 de Itabira 2 230-69kV	3%	6,00	1%	2.572,00
Total	-	863,00	-	59.006,00

Garantia física realizada e esperada

Usina	2018 Realizado	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Emborcação	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70	499,70
Nova Ponte	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10	270,10
Irapé	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90	207,90
Queimado	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
Rio de Pedras	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	1,50
Poço Fundo	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80
São Bernardo	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
Paraúna	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Salto Morais	0,60	0,60	0,30	-	-	-	-
Sumidouro	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Anil	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Xicão	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Luiz Dias	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Santa Marta	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Pissarrão	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Jacutinga	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Santa Luzia	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Lages *	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Volta do Rio	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40
Praias de Parajuru	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40
Igarapé	71,30	71,30	71,30	71,30	71,30	71,30	44,00
Camargos	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Itutinga	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40	8,40
Peti	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Tronqueiras	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ervália	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Neblina	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Dona Rita	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Sinceridade	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Gafanhoto	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Martins	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Cajuru	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Salto Grande	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50
Piau	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Joasal	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
Cel. Domiciano	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Paciência	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Marmelos	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Três Marias	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70	71,70
Pai Joaquim	13,90	13,90	13,90	13,90	13,90	13,90	13,90
Salto Voltão	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
Salto do Passo Velho	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
Machado Mineiro	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Rosal	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10
Sá Carvalho	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	51,50
Baguari	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80
Dores de Guanhães	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
Senhora do Porto	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Fortuna II	-	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
Jacaré	-	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Retiro Baixo	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30
Cachoeirão	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Pipoca	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80
Paracambi (Light)	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
Aimorés	81,90	81,90	81,90	81,90	81,90	81,90	81,90
Amador Aguiar I	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70	60,70
Amador Aguiar II	51,80	51,80	51,80	51,80	51,80	51,80	51,80
Igarapava	31,80	31,80	31,80	31,80	31,80	31,80	31,80
Funil	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10
Porto Estrela	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50	18,50
Santo Antônio	439,40	439,40	439,40	439,40	439,40	439,40	439,40
Belo Monte	589,90	589,90	589,90	589,90	589,90	589,90	589,90
Nilo Peçanha	163,10	163,10	163,10	163,10	163,10	163,10	163,10
Ilha dos Pombos	53,40	53,40	53,40	53,40	53,40	53,40	53,40
Fontes Nova	48,30	48,30	48,30	48,30	48,30	48,30	48,30
Pereira Passos	23,70	23,70	23,70	23,70	23,70	23,70	23,70
Santa Branca	14,90	14,90	14,90	14,90	14,90	14,90	14,90
Lajes(light)	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30	7,30
Colino 2	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Cachoeira da Lixa	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Colino 1	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Irara	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Jataí	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60
Santa Fé I	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
São Pedro	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
São Simão (pch)	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Monte Serrat	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Funil(pch)	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Bonfante	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Calheiros	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Retiro Velho	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Carangola	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Fumaça IV	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
	3.139,30	3.145,00	3.144,70	3.144,40	3.144,40	3.144,40	3.111,80

Modelo de negócio e condições no ACR

Usina	Modelo de Negócio em 1º/jan/2018	Preço no ACR em 1º/jan/2018	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\$4.965 mil	(1)
CAMARGOS	Contas Garantia Física	RAG de R\$24.235 mil	(1)
CORONEL DOMICIANO	Contas Garantia Física	RAG de R\$5.793 mil	(1)
DONA RITA	Contas Garantia Física	RAG de R\$2.119 mil	(1)
ERVALIA	Contas Garantia Física	RAG de R\$6.161 mil	(1)
GAFANHOTO	Contas Garantia Física	RAG de R\$9.831 mil	(1)
IGARAPE	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
IRAPE	97,8% ACR até 31/12/2038	R\$ 217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
ITUTINGA	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 32.752 mil	(1)
JACUTINGA	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
JAGUARA	Liminar	-	(2)
JOASAL	Contas Garantia Física	RAG de R\$7.305 mil	(1)
MARMELOS	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.116 mil	(1)
MARTINS	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.240 mil	(1)
MINEIRÃO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
MIRANDA	-	-	(2)
NEBLINA	Contas Garantia Física	RAG de R\$7.198 mil	(1)
NOVA PONTE	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
PACIENCIA	Contas Garantia Física	RAG de R\$4.201 mil	(1)
PANDEIROS	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
PARAUNA	3,89% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
PETI	Contas Garantia Física	RAG de R\$8.303 mil	(1)
PIAU	Contas Garantia Física	RAG de R\$15.638 mil	(1)
PIÇARRÃO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
POCO FUNDO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
POQUIM	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
QUEIMADO - CEMIG	98,2% ACR até 31/12/2038	R\$217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
RIO DE PEDRAS	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SALTO DE MORAES	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SALTO GRANDE (CEMIG)	Contas Garantia Física	RAG de R\$65.650 mil	(1)
SANTA MARTA	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SAO BERNARDO(CEMIG)	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SAO SIMAO (CEMIG)	Contas Garantia Física	RAG de R\$250.835 mil	(2)(3)
SINCERIDADE	Contas Garantia Física	RAG de R\$1.263 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

- (1) Reajuste pelo IPCA em ocorreu em 07/2017, atualização dos custos de transmissão em 07/18. Conforme Edital do leilão após primeiro ano 70% da energia comercializada em regime de cotas de garantia física e 30% da energia comercializada livremente pelo detentor da concessão. Dessa forma a RAG representa apenas a parcela Regulada da receita (70% da energia, sendo os demais 30% de livre dispor de cada usina).
- (2) As usinas de jaguara, miranda, volta grande e são simão foram leiloadas no Leilão Aneel 1/2017. As usinas de Jaguara , Miranda e Volta Grande passaram ao controle das vencedoras do leilão no ano de 2017.
- (3) A Usina de são simão, passou para o controle da vencedora do leilão em Maio/2018. Desta forma, a Cemig, ao prestar a operação assistida da Usina, recebeu seus duodécimos calculados pela aneel ao longo de 6 meses de 2017, os meses de janeiro, fevereiro, março e abril de 2018 e 1/3 de Maio/2018 - Dessa forma o valor da tabela deve ser multiplicado por 10,33/12 para ter o valor total de rag auferida pela 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	-	22/09/76	01/01/43
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	simples	230	11,599	-	14/11/07	01/01/43
Baguari - Governador Valadares 2	simples	230	25,52	-	15/06/81	01/01/43
Baguari - Mesquita	simples	230	67,51	-	15/06/81	01/01/43
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	simples	230	34,61	-	14/09/77	01/01/43
Barão de Cocais 3 - Taquaril	simples	230	46,035	-	14/09/77	01/01/43
Barão de Cocais 3 - White Martins/AngloGold	simples	230	15,31	-	11/05/94	01/01/43
Governador Valadares 2 - Mesquita	simples	230	89,981	-	10/06/94	01/01/43
Guilman Amorim - Ipatinga 1	simples	230	51	-	21/07/71	01/01/43
Guilman Amorim - Nova Era 2	simples	230	17,82	-	21/07/71	01/01/43
Ipatinga - Porto Estrela	simples	230	43,83	-	05/10/73	01/01/43
Ipatinga - Usiminas	simples	230	5,4	-	20/06/12	01/01/43
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	simples	230	3,4	-	18/06/12	01/01/43
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	simples	230	3,4	-	24/06/12	01/01/43
Itabira 2 - Itabira 4	simples	230	18,68	-	07/08/73	01/01/43
Itabira 2 - João Monlevade 2	simples	230	26,9	-	01/07/76	01/01/43
Itabira 2 - Nova Era 2	simples	230	23,22	-	15/07/73	01/01/43
Itabira 2 - Porto Estrela	simples	230	84,36	-	05/10/73	01/01/43
Itabira 2 - Sabará 3	simples	230	71,406	-	01/07/71	01/01/43
Itabira 4 - Taquaril	simples	230	76,86	-	07/08/73	01/01/43
Mesquita - Usiminas	simples	230	8,6	-	11/04/84	01/01/43
Nova Era 2 - Silicon	simples	230	13,3	-	01/07/91	01/01/43
Sabará 3 - Taquaril	simples	230	14,648	-	01/07/71	01/01/43
Barbacena 2 - Lafaiete	simples	345	62,48	-	14/05/81	01/01/43
Barbacena 2 - Pimenta	simples	345	231,04	-	29/04/76	01/01/43
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	simples	345	44,9	-	15/12/83	01/01/43
Barreiro - Neves 1	simples	345	31,65	-	27/08/62	01/01/43
Barreiro - Taquaril	simples	345	17,6	-	25/06/71	01/01/43
Itabirito 2 - Jeceaba	simples	345	57,5	-	14/05/81	01/01/43
Itabirito 2 - Ouro Preto 2	simples	345	4,6	-	14/05/81	01/01/43
Jaguara - Pimenta (LT1)	simples	345	181,86	-	16/04/73	01/01/43
Jaguara - Pimenta (LT2)	simples	345	182,05	-	06/03/75	01/01/43
Jaguara - Volta Grande	simples	345	89,24	-	25/04/74	01/01/43
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT1)	simples	345	0,7	-	01/07/77	01/01/43
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT2)	simples	345	0,46	-	01/07/77	01/01/43
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT3)	simples	345	0,93	-	01/07/77	01/01/43
Jagura - L. C. Barreto (Estreito)	simples	345	23,971	-	01/02/71	01/01/43
Jeceaba - Lafaiete	simples	345	27,57	-	14/05/81	01/01/43
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	simples	345	33,03	-	15/12/83	01/01/43
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	simples	345	149,46	-	23/09/84	01/01/43
Neves 1 - Sete Lagoas 4	simples	345	53,11	-	27/08/62	01/01/43
Neves 1 - Taquaril	simples	345	43,43	-	01/04/79	01/01/43
Nova Lima 6 - Ouro Preto 2	simples	345	26,08	-	01/04/77	01/01/43
Nova Lima 6 - Taquaril	simples	345	31,5	-	01/04/77	01/01/43
Pimenta - Taquaril	simples	345	216	-	16/04/73	01/01/43
Pirapora 2 - Várzea da Palma	simples	345	34,83	-	24/01/90	01/01/43
São Gotardo 2 - Três Marias	simples	345	166,05	-	07/07/92	01/01/43
Sete Lagoas 4 - Três Marias	simples	345	174,31	-	27/08/62	01/01/43
Três Marias - Várzea da Palma	simples	345	96,31	-	23/09/84	01/01/43
	-	-	2.750,086	-	-	-

Linha de Transmissão (continuação)	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Água Vermelha - São Simão	simples	500	96,294	-	13/11/78	01/01/43
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	simples	500	228,168	-	22/07/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	simples	500	228,409	-	01/04/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	simples	500	127,521	-	22/07/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	simples	500	127,657	-	01/04/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	simples	500	59,056	-	24/11/83	01/01/43
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	simples	500	91,306	-	24/11/83	01/01/43
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	simples	500	3,49	-	01/04/02	04/10/30
Emborcação - Itumbiara	simples	500	134,561	-	07/06/82	01/01/43
Emborcação - Nova Ponte	simples	500	86,838	-	01/07/79	01/01/43
Emborcação - São Gotardo	simples	500	248,44	-	24/11/83	01/01/43
Itabirito 2 - Ouro Preto 2	simples	500	5,23	-	24/11/83	01/01/43
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	simples	500	119,23	-	24/11/83	01/01/43
Itajubá 3 - Poços de Caldas	simples	500	3,49	-	01/04/02	04/10/30
Jaguará - Nova Ponte	simples	500	105,585	-	01/07/79	01/01/43
Jaguará - São Simão	simples	500	342,711	-	24/06/78	01/01/43
Mesquita - Vespasiano 2	simples	500	148,562	-	15/06/81	01/01/43
Neves 1 - Vespasiano 2	simples	500	23,925	-	11/03/84	01/01/43
	-	-	2.180,473	-	-	-
Total	-	-	4.930,559	-	-	-

Linhas de transmissão em operação – características financeiras

Linha de Transmissão (período de 12 meses de junho a julho)	Propriedade	RAP (R\$)	RAP Proporc. (R\$)	Ano de degraú da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Acesita - Ipatinga 1	100%	457.207	457.207	NA	Junho	IPCA
Água Vermelha - São Simão	100%	6.090.558	6.090.558	NA	Junho	IPCA
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	100%	150.965	150.965	NA	Junho	IPCA
Baguari - Governador Valadares 2	100%	742.733	742.733	NA	Junho	IPCA
Baguari - Mesquita	100%	1.764.684	1.764.684	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	100%	896.844	896.844	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - Taquaril	100%	483.643	483.643	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - White Martins/AngloGold	100%	506.516	506.516	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Lafaiete	100%	2.734.031	2.734.031	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Pimenta	100%	10.109.965	10.109.965	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	100%	3.182.698	3.182.698	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Neves 1	100%	563.560	563.560	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Taquaril	100%	342.741	342.741	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	100%	14.432.264	14.432.264	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	100%	14.447.444	14.447.444	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	100%	8.065.926	8.065.926	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	100%	8.074.781	8.074.781	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	100%	6.416.782	6.416.782	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	100%	9.920.697	9.920.697	NA	Junho	IPCA
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	100%	308.763	308.763	NA	Junho	IPCA
Emborcação - Itumbiara	100%	14.619.745	14.619.745	NA	Junho	IPCA
Emborcação - Nova Ponte	100%	5.492.825	5.492.825	NA	Junho	IPCA
Emborcação - São Gotardo	100%	26.992.639	26.992.639	NA	Junho	IPCA
Governador Valadares 2 - Mesquita	100%	4.049.574	4.049.574	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Ipatinga 1	100%	534.667	534.667	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Nova Era 2	100%	205.501	205.501	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Porto Estrela	100%	459.604	459.604	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Usiminas	100%	70.538	70.538	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	100%	188.225	188.225	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	100%	253.107	253.107	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Itabira 4	100%	181.246	181.246	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - João Monlevade 2	100%	310.212	310.212	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Nova Era 2	100%	267.774	267.774	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Porto Estrela	100%	884.403	884.403	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Sabará 3	100%	741.930	741.930	NA	Junho	IPCA
Itabira 4 - Taquaril	100%	1.019.415	1.019.415	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Jeceaba	100%	2.602.218	2.602.218	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	100%	215.404	215.404	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	100%	1.138.678	1.138.678	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	100%	12.039.959	12.039.959	NA	Junho	IPCA
Itajubá 3 - Poços de Caldas	100%	356.816	356.816	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Nova Ponte	100%	6.678.172	6.678.172	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT1)	100%	3.219.568	3.219.568	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT2)	100%	3.222.932	3.222.932	NA	Junho	IPCA
Jaguara - São Simão	100%	21.682.256	21.682.256	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Volta Grande	100%	3.332.656	3.332.656	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	100%	39.820	39.820	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	100%	26.168	26.168	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	100%	52.904	52.904	NA	Junho	IPCA
Jaguara - L. C. Barreto (Estreito)	100%	466.790	466.790	NA	Junho	IPCA
Jeceaba - Lafaiete	100%	1.521.164	1.521.164	NA	Junho	IPCA
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	100%	2.461.122	2.461.122	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Usiminas	100%	480.554	480.554	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Vespasiano 2	100%	9.396.753	9.396.753	NA	Junho	IPCA
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	100%	11.234.024	11.234.024	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Sete Lagoas 4	100%	1.154.545	1.154.545	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Taquaril	100%	1.900.432	1.900.432	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Vespasiano 2	100%	2.859.955	2.859.955	NA	Junho	IPCA
Nova Era 2 - Silicon	100%	715.746	715.746	NA	Junho	IPCA
Nova Lima 6 - Taquaril	100%	2.387.337	2.387.337	NA	Junho	IPCA
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	100%	2.042.970	2.042.970	NA	Junho	IPCA
Pimenta - Taquaril	100%	6.033.974	6.033.974	NA	Junho	IPCA
Pirapora 2 - Várzea da Palma	100%	2.617.965	2.617.965	NA	Junho	IPCA
Sabará 3 - Taquaril	100%	184.680	184.680	NA	Junho	IPCA
São Gotardo 2 - Três Marias	100%	12.477.238	12.477.238	NA	Junho	IPCA
Sete Lagoas 4 - Três Marias	100%	4.714.647	4.714.647	NA	Junho	IPCA
Três Marias - Várzea da Palma	100%	7.239.053	7.239.053	NA	Junho	IPCA
Total		270.460.707	270.460.707	-	-	-

Ao final do exercício de 2018 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 é de R\$276.328 mil para 2019 (variação de -8,8% em relação a 2018). Vale salientar que essa redução deve-se ao item econômico da parcela referente ao custo de capital não incorporado após a renovação da concessão – conforme Portaria 120/2016 MME. Esse item sofreu revisão provisória, ou seja, o saldo para recebimento foi igualmente distribuído no período de 5 ciclos iniciado em 2018/19 e finalizando em 2022/23.

Os quadros a seguir apresentam a evolução da RAP de 2018 a 2024:

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

Linha de Transmissão - RAP Proporcional em moeda constante de jun/2018	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Acesita - Ipatinga 1	599.676	467.125	486.818	507.081	528.768	552.497	578.416
Água Vermelha - São Simão	7.988.432	6.222.678	6.485.020	6.754.953	7.043.844	7.359.941	7.705.215
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	148.870	154.240	160.742	167.433	174.594	182.429	190.987
Baguari - Governador Valadares 2	969.193	758.844	790.837	823.754	858.984	897.532	939.637
Baguari - Mesquita	2.309.594	1.802.965	1.878.976	1.957.187	2.040.890	2.132.477	2.232.517
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	1.176.309	916.299	954.929	994.678	1.037.217	1.083.763	1.134.605
Barão de Cocais 3 - Taquaril	476.931	494.135	514.967	536.402	559.342	584.443	611.861
Barão de Cocais 3 - White Martins/AngloGold	492.096	517.504	539.321	561.770	585.795	499.744	410.795
Barbacena 2 - Lafaiete	3.585.981	2.793.339	2.911.104	3.032.276	3.161.958	3.303.853	3.458.845
Barbacena 2 - Pimenta	13.260.323	10.329.275	10.764.748	11.212.821	11.692.363	12.217.065	12.790.199
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	3.095.516	3.251.738	3.388.829	3.529.885	3.680.849	3.030.983	2.357.736
Barreiro - Neves 1	554.162	575.785	600.059	625.036	651.767	681.016	712.964
Barreiro - Taquaril	337.984	350.176	364.939	380.129	396.386	414.174	433.604
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	18.929.490	14.745.336	15.366.985	16.006.622	16.691.182	17.440.210	18.258.374
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	18.949.401	14.760.846	15.383.149	16.023.458	16.708.739	17.458.555	18.277.579
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	10.579.342	8.240.896	8.588.324	8.945.805	9.328.393	9.747.011	10.204.268
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	10.590.957	8.249.943	8.597.753	8.955.627	9.338.635	9.757.712	10.215.471
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	6.240.301	6.555.978	6.832.372	7.116.763	7.421.127	6.097.469	4.726.036
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	9.647.848	10.135.901	10.563.221	11.002.906	11.473.470	9.427.022	7.306.711
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	303.977	315.461	328.760	342.445	357.090	373.115	390.619
Emborcação - Itumbiara	14.217.658	14.936.884	15.566.609	16.214.555	16.908.007	13.892.236	10.767.616
Emborcação - Nova Ponte	7.204.439	5.611.978	5.848.573	6.092.015	6.352.554	6.637.629	6.949.017
Emborcação - São Gotardo	26.250.260	27.578.177	28.740.846	29.937.158	31.217.489	25.649.428	19.880.398
Governador Valadares 2 - Mesquita	3.938.198	4.137.419	4.311.849	4.491.325	4.683.407	3.848.058	2.982.559
Guilman Amorim - Ipatinga 1	527.247	546.266	569.296	592.992	618.353	646.102	676.412
Guilman Amorim - Nova Era 2	202.649	209.959	218.810	227.918	237.666	248.331	259.981
Ipatinga - Porto Estrela	453.225	469.574	489.371	509.741	531.541	555.394	581.449
Ipatinga - Usiminas	69.559	72.068	75.107	78.233	81.579	85.240	89.239
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	215.037	192.308	200.415	208.757	217.685	227.454	238.124
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	247.478	258.597	269.499	280.717	292.723	265.767	238.124
Itabira 2 - Itabira 4	178.730	185.177	192.984	201.017	209.614	219.020	229.295
Itabira 2 - João Monlevade 2	305.907	316.941	330.303	344.052	358.766	374.866	392.452
Itabira 2 - Nova Era 2	264.058	273.583	285.117	296.984	309.686	323.583	338.763
Itabira 2 - Porto Estrela	872.128	903.588	941.682	980.879	1.022.828	1.068.728	1.118.865
Itabira 2 - Sabará 3	731.632	758.024	789.981	822.864	858.055	896.561	938.621
Itabira 4 - Taquaril	1.005.267	1.041.529	1.085.439	1.130.619	1.178.973	1.231.880	1.289.670
Itabirito 2 - Jeceaba	3.336.942	2.658.667	2.770.754	2.886.084	3.009.514	3.144.568	3.292.087
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	269.940	220.077	229.355	238.902	249.119	260.299	272.510
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	1.108.072	1.163.379	1.212.426	1.262.892	1.316.902	1.095.490	866.239
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	11.709.572	12.301.136	12.819.740	13.353.350	13.924.436	11.455.010	8.896.613
Itajubá 3 - Poços de Caldas	351.284	364.556	379.925	395.739	412.664	431.182	451.410
Jaguara - Nova Ponte	8.759.151	6.823.038	7.110.691	7.406.667	7.723.430	8.070.024	8.448.609
Jaguara - Pimenta (LT1)	3.174.885	3.289.409	3.428.087	3.570.778	3.723.491	3.890.585	4.073.102
Jaguara - Pimenta (LT2)	3.178.202	3.292.846	3.431.669	3.574.509	3.727.381	3.894.650	4.077.358
Jaguara - São Simão	28.434.523	22.152.598	23.086.531	24.047.487	25.075.933	26.201.232	27.430.398
Jaguara - Volta Grande	3.286.403	3.404.950	3.548.499	3.696.202	3.854.279	4.027.242	4.216.171
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	52.229	40.684	42.399	44.164	46.053	48.119	50.377
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	34.322	26.735	27.862	29.022	30.263	31.621	33.105
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	69.389	54.052	56.330	58.675	61.185	63.930	66.929
Jagura - L. C. Barreto (Estreito)	460.311	476.915	497.022	517.710	539.851	564.077	590.539
Jeceaba - Lafaiete	1.931.996	1.554.162	1.619.684	1.687.102	1.759.255	1.838.202	1.924.437
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	2.393.786	2.514.510	2.620.520	2.729.596	2.846.334	2.345.314	1.826.287
Mesquita - Usiminas	465.638	490.978	511.678	532.976	555.770	455.347	351.285
Mesquita - Vespasiano 2	12.324.867	9.600.592	10.005.344	10.421.807	10.867.520	11.355.207	11.887.908
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	10.925.055	11.477.718	11.961.608	12.459.499	12.992.358	10.674.996	8.273.992
Neves 1 - Sete Lagoas 4	1.138.522	1.179.590	1.229.321	1.280.490	1.335.253	1.395.174	1.460.625
Neves 1 - Taquaril	2.492.624	1.941.657	2.023.515	2.107.742	2.197.885	2.296.516	2.404.252
Neves 1 - Vespasiano 2	2.781.298	2.921.995	3.045.183	3.171.936	3.307.591	2.717.638	2.106.391
Nova Era 2 - Silicon	693.530	731.272	762.102	793.824	827.774	678.202	523.210
Nova Lima 6 - Taquaril	1.193.668	2.439.124	2.541.955	2.647.762	2.761.000	2.323.362	1.870.549
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	1.021.485	2.087.287	2.175.285	2.265.830	2.362.733	1.989.176	1.602.676
Ouro Preto 2 - Taquaril*	2.071.766	-	-	-	-	-	-
Pimenta - Taquaril	5.950.230	6.164.866	6.424.771	6.692.196	6.978.403	7.291.564	7.633.630
Pirapora 2 - Várzea da Palma	2.545.963	2.674.755	2.787.520	2.903.548	3.027.725	2.487.690	1.928.162
Sabará 3 - Taquaril	182.117	188.687	196.641	204.826	213.586	223.171	233.641
São Gotardo 2 - Três Marias	12.134.077	12.747.901	13.285.340	13.838.330	14.430.158	11.856.345	9.189.634
Sete Lagoas 4 - Três Marias	4.649.213	4.816.919	5.019.996	5.228.949	5.452.577	5.697.265	5.964.538
Três Marias - Várzea da Palma	7.039.957	7.396.086	7.707.898	8.028.732	8.372.100	6.878.823	5.331.648
Total	303.080.872	276.327.677	287.977.385	299.964.183	312.792.842	295.093.309	277.185.336

* LT Ouro Preto 2 - Taquaril seccionada em Nova Lima 6, sendo a receita dividida, a partir de 06/2018, entre as LTs Ouro Preto 2 - Nova Lima 6 e Nova Lima 6 - Taquaril

Transmissão

Em 2018, a Companhia operou e manteve 38 subestações e 4.930 km de linhas de transmissão, nas tensões de 230, 345 e 500 kV, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, é acessante em 6 subestações de outras transmissoras, onde opera e mantém ativos de transmissão.

A Companhia opera e mantém ativos de transmissão de outras 11 empresas, com as quais têm Contratos de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção, em 15 subestações (das quais 3 não são subestações da Companhia) e 365 km de linhas de transmissão.

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 9 princípios que traduzem condutas e valores éticos incorporados à nossa cultura.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Geração de energia elétrica

Completando o 5º ano consecutivo com afluência abaixo da média na região Sudeste, 2018 apresentou uma Energia Natural Afluente - ENA média de 90% da Média de Longo Termo - MLT ante 80% de 2017, sendo o 4º pior dos últimos 10 anos. Essa longa série mais seca vem penalizando o armazenamento dos reservatórios, que chegou a apenas 44% do nível máximo ao final do período úmido de 2018 na região sudeste.

Neste cenário o PLD chegou ao seu valor máximo nos meses de julho e agosto (R\$ 505,18/MWh) e fechou o ano com valor médio de R\$ 288,57/MWh (3º maior dos últimos 10 anos), ficando 11% abaixo do PLD médio de 2017. O GSF (*Generation Scaling Factor*) também foi impactado pela hidrologia e fechou 2018 com um valor médio de 0,84 (4º menor dos últimos 10 anos) contra 0,81 de 2017. A exposição causada pelo GSF foi mitigada ao longo do ano pela gestão de risco e repactuação do risco hidrológico.

Em 31 de agosto de 2018 a Companhia recebeu a indenização referente aos projetos básicos das Usinas São Simão e Miranda, no montante de R\$1.139 milhões, conforme previsto na Portaria MME nº 291/17. Os valores indenizados foram atualizados monetariamente pela variação da Selic até a data do recebimento.

Já o reajuste anual da receita de geração para as usinas arrematadas no Leilão Aneel 12/2015 é realizado de maneira similar ao reajuste da transmissão, sendo utilizado o IPCA como índice de correção da inflação.

Transmissão

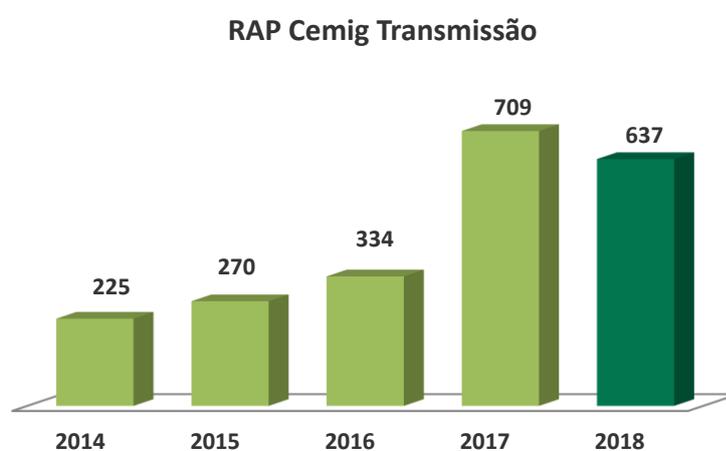
Por atuar em um mercado regulado, a receita dos ativos de transmissão da Companhia é estabelecida pela Aneel, sendo atualizada nos processos de revisão tarifária periódica, revisão tarifária extraordinária e reajuste tarifário anual. Semelhante ao que ocorre na Distribuidora, a Empresa atua junto ao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

O reajuste anual da receita de transmissão ocorre em 1º de julho de cada ano, exceto quando houver 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 2018, a RAP da Companhia (contrato de concessão 006/97) sofreu um reajuste líquido negativo de 10,7%, composto de: (a) 4% de aplicação de IPCA sobre a receita já homologada e do reconhecimento dos novos reforços e melhorias e (b) -23,2% referente à parcela do custo de capital não incorporado após a renovação da concessão ocorrida no início de 2013, conforme Portaria 120/2016 MME.

A Companhia ainda possui a concessão de uma subestação licitada, SE Itajubá 3, cujo reajuste também ocorre em julho, tendo como índice de atualização o IGPM.

No caso da Cemig Itajubá (contrato de concessão 079/2000), o reajuste da RAP foi de 3,3%. Este contrato de concessão prevê que durante os primeiros 15 anos a RAP será constante e nos 15 anos subsequentes de operação seu valor será reduzido à metade. A RAP já sofreu a redução pela metade no ciclo 2017/2018, sendo que a partir desta data será somente reajustada pelo IGPM.

A Receita homologada para o ciclo 2018/19 das duas concessões soma R\$636,5 milhões, dos quais R\$285 milhões correspondem ao custo de capital não incorporado.



DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS

(Valores expressos em milhares de reais, exceto se indicados de outra forma)

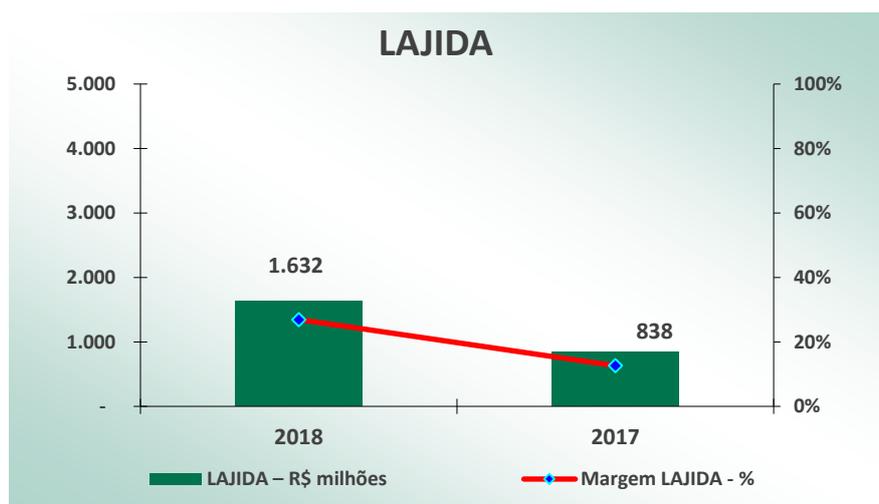
Resultado do exercício

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, no exercício de 2018, um lucro líquido de R\$781 milhões em comparação ao prejuízo líquido de R\$ R\$196 milhões no exercício de 2017.

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

O LAJIDA da Companhia registrou crescimento de 94,75% na comparação com 2017, conforme segue:

LAJIDA - R\$ milhões	2018	2017	Var %
Resultado do exercício	781	(196)	-
+ Despesa de IR e contribuição social correntes e diferidos	178	(171)	-
+ Resultado financeiro líquido	393	973	(59,61)
+ Amortização e depreciação	280	232	20,69
= LAJIDA	1.632	838	94,75



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 crescimento do LAJIDA em 2018, em comparação a 2017, deve-se, principalmente, ao crescimento de 62,72% dos custos gerenciáveis, excluindo as despesas de depreciação e amortização. A margem do LAJIDA passou de 12,61% em 2017 para 26,94% em 2018.

Receita operacional

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

Receita	R\$ Milhões	
	2018	2017
Fornecimento faturado	3.711	3.721
Fornecimento - não faturado	3	3
Suprimento faturado (*)	2.670	3.017
Suprimento - não faturado	(5)	(43)
Fornecimento bruto	6.379	6.698
Energia elétrica de curto prazo	147	640
Subtotal	6.526	7.338
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	1.007	741
Total	7.533	8.079

(*) 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	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Industrial	13.399	13.578	3.004	3.152	224,20	232,14
Comercial	3.159	2.226	707	569	223,81	255,62
Rural	1	-	-	-	-	-
Fornecimento não faturado líquido	-	-	3	3	-	-
	16.559	15.804	3.714	3.724	-	-
Suprimento a outras concessionárias (*)	11.859	12.841	2.670	3.017	225,15	234,95
Suprimento não faturado líquido	-	-	(5)	(43)	-	-
	28.418	28.645	6.379	6.698	-	-

(*) 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\$6.379 milhões em 2018 em comparação a R\$6.698 milhões em 2017, representando uma redução de 4,76% decorrente, principalmente, da redução de 4,82% no preço médio/MWh faturado.

Receita de uso da rede elétrica de transmissão

A receita de uso da rede elétrica de transmissão da Companhia é constituída pela soma das receitas de todos os ativos da transmissão. Assim, os contratos de concessão estabeleceram as receitas anuais permitidas (RAPs) dos ativos do sistema existente, atualizada 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.

Esta receita foi de R\$1.007 milhões em 2018 comparados a R\$741 milhões em 2017, representando crescimento de 35,90%. Conforme mencionado, essa variação decorre do reajuste pela inflação da RAP anual, ocorrida em julho de 2018, acrescida das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados. Inclui adicionalmente ajuste decorrente da variação do valor justo da base de remuneração de ativos.

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 Cemig Itajubá. Em 2018, os reajustes da RAP foram de 4,00% e 3,30%, 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.

Receita de indenização da transmissão

Em 2018, a Companhia reconheceu receita no valor total de R\$101 milhões comparados ao estorno de R\$874 milhões em 2017. O resultado apurado em 2018 refere-se ao reconhecimento do custo de capital próprio, conforme critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 762/17, no montante de R\$53 milhões e atualização do custo de capital próprio pelo IPCA, no montante de R\$48.

Receita de indenização da geração

Em 2018 a Companhia reconheceu receita no valor total de R\$57 milhões (R\$296 milhões em 2017) referente à atualização, pela Selic, do saldo não amortizado dos projetos básicos das concessões das Usinas de São Simão e Miranda, que foi objeto de indenização, conforme Portaria nº 291/17. Mais detalhes na nota explicativa nº 13 das demonstrações contábeis regulatórias.

Receita de energia elétrica de curto prazo – transações na CCEE

A receita com transações com energia na CCEE foi de R\$147 milhões em 2018 comparados a R\$640 milhões em de 2017, representando uma redução de 77,03%. Esta variação decorre da menor quantidade de energia disponível para liquidação no mercado atacadista em 2018, sendo que em 2017, a Companhia reconheceu receitas referentes à energia disponível de Jaguara e Miranda. Adicionalmente, em 2018 houve uma redução de 10,98% do valor médio do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD (R\$288,57/MWh em 2018 e R\$324,17/MWh em 2017).

Impostos e encargos incidentes sobre a receita

Os impostos e encargos incidentes sobre a receita foram de R\$1.474 milhões em 2018 comparados a R\$1.432 milhões em 2017, apresentando crescimento de 2,93%. Os impostos e encargos com impactos mais relevantes referem-se, principalmente, a impostos calculados com base em percentual do faturamento, como ICMS e Pasp/Cofins. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, das variações ocorridas na receita.

Custos não gerenciáveis

Energia elétrica comprada para revenda

A despesa com energia elétrica comprada para revenda foi de R\$3.764 milhões em 2018 comparados a R\$4.110 milhões em 2017, representando uma redução de 8,42%. Esta variação decorre, principalmente, da redução de 10,98% no preço médio do MWh (R\$288,57/MWh em 2018 e R\$324,17/MWh em 2017).

Custos gerenciáveis

Os custos gerenciáveis foram de R\$745 milhões em 2018 em comparação com R\$1.480 milhões em 2017. A variação decorre, principalmente, dos eventos descritos abaixo:

Despesa com pessoal

A despesa com pessoal foi de R\$395 milhões em 2018 comparados a R\$307 milhões em 2017, representando aumento de 28,66%. Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- reajuste salarial de 1,83% a partir de novembro de 2017, em função de Acordo Coletivo (efeito integral em 2018);
- reajuste salarial de 4,00% a partir de novembro de 2018, em função de Acordo Coletivo;
- redução de 9,32% no número médio de empregados, sendo 1.324 em 2018 em comparação a 1.460 em 2017;
- menor custo com programas de desligamento voluntário, sendo R\$18 milhões em 2018 em comparação a R\$49 milhões em 2017;
- o impacto das obrigações pós-emprego da Companhia no resultado operacional representou uma despesa no montante de R\$72 milhões em 2018 em comparação a uma reversão de despesa de R\$59 milhões em 2017. O resultado positivo em 2017 foi decorrente de modificações no seguro de vida, que implicaram na redução do capital segurado dos aposentados em 20% a cada 5 anos, a partir de 60 anos, até o mínimo de 20%, representando uma redução de R\$142 milhões nas obrigações pós-emprego registradas em 31 de dezembro de 2017, em contrapartida ao resultado. Mais detalhes ver nota explicativa nº 18 destas demonstrações contábeis regulatórias.

Provisões operacionais

As provisões operacionais representaram uma despesa de R\$135 milhões em 2018 comparados a R\$187 milhões em 2017, redução de 27,81%. Esta variação decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

- Redução da provisão para perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD) que representou uma constituição líquida de R\$3 milhões em 2018, em comparação à constituição de R\$18 milhões em 2017. Em 2017 a Companhia reconheceu despesa de R\$15 milhões em função do risco de crédito de um grupo de cimenteiras;
- Redução de 6,09% das provisões para opção de venda da SAAG, que representaram uma constituição de R\$108 milhões em 2018, em comparação à constituição de R\$115 milhões em 2017.

Resultado de equivalência patrimonial

Foi reconhecido ganho líquido com equivalência patrimonial de R\$8 milhões em 2018 em comparação ao reconhecimento de perdas líquidas no montante de R\$125 milhões em 2017. Estes resultados foram fortemente impactados pelo resultado negativo com equivalência patrimonial na Renova (R\$283 milhões em 2018 e R\$390 milhões em 2017) e Santo Antônio Energia (R\$301 milhões em 2018 e R\$204 milhões em 2017).

Mais informações na nota explicativa nº 12.

Ajuste para perdas por desvalorização em investimentos

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), no montante de 127 milhões, 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 de dezembro de 2018. Mais informações na nota explicativa nº 12.

Resultado de combinação de negócios

Em função do descruzamento das participações da Cemig e da Energimp nas empresas Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (“Parajuru”), Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Volta do Rio”) e Central Eólica Praia de Morgado S.A. (“Morgado”), a Cemig reconheceu uma receita de R\$80 milhões referente a diferença entre o valor justo e o valor contábil das participações originalmente detidas nas usinas de Parajuru e Volta do Rio.

Mais detalhes dessa operação, vide nota explicativa nº 12.

Receitas (despesas) financeiras

O resultado financeiro correspondeu a uma despesa financeira líquida de R\$393 milhões em 2018 comparada a uma despesa financeira líquida de R\$973 milhões em 2017, uma redução de 59,61%. Os itens que compõem o resultado financeiro e que apresentaram as variações mais expressivas estão relacionados a seguir:

- redução de 86,75% da receita de variação monetária sobre depósitos judiciais sendo R\$11 milhões em 2018 comparados a R\$83 milhões em 2017. Em 2017, a Companhia reconheceu receita de R\$83 milhões, em função da reversão da provisão referente ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo de PASEP/COFINS (mais detalhes na nota explicativa nº 11);
- reconhecimento, em 2018, de ganhos decorrentes da operação de hedge relacionada aos Eurobonds, no valor de R\$893 milhões, em comparação ao reconhecimento de perdas de R\$32 milhões em 2017. O ajuste a valor justo do hedge tem sido impactado positivamente por uma redução na variação esperada do dólar norte-americano. O ganho registrado deve ser analisado em conjunto com a despesa de variação cambial dos Eurobonds, conforme na sequência deste relatório;
- reconhecimento, em 2018, de receita financeira no montante de R\$77 milhões referente à atualização financeira da dívida da Energimp perante a Companhia, que tem origem no descumprimento do prazo de entrada em operação dos parques eólicos adquiridos em 2009. Mais informações na nota explicativa nº 12;
- aumento da receita de encargos de dívidas de pessoas ligadas que foram de R\$56 milhões em 2018 comparados a R\$13 milhões em 2017. Esta variação decorre, principalmente, em função da atualização financeira do contrato de mútuo entre a Companhia e Cemig (Controladora), celebrado em 2018;
- despesa de variação cambial no valor de R\$579 milhões, em 2018, relacionada à captação de recursos indexados ao dólar (Eurobonds) em dezembro de 2017 e julho de 2018 nos montantes de US\$1 bilhão (R\$3,2 bilhões) e US\$500 milhões (R\$1,9 bilhão), respectivamente;
- redução de 7,11% dos encargos de empréstimos e financiamentos: R\$849 milhões em 2018, comparados a R\$914 milhões em 2017. Este resultado decorre, principalmente, da menor variação do CDI, principal indexador da dívida, sendo 6,40% em 2018 em comparação a 9,93% em 2017, aliado à redução da dívida indexada ao CDI;
- redução da despesa de atualização financeira dos adiantamentos de clientes sendo R\$8 milhões em 2018, comparados a R\$45 milhões em 2017, em função da redução do saldo adiantado em 2018.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 25 das demonstrações contábeis regulatórias.

Imposto de renda e contribuição social

Em 2018 a Companhia apurou despesas com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$178 milhões em relação ao resultado de R\$959 milhões antes dos efeitos fiscais.

Em 2017 a Companhia apurou créditos com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$171 milhões em relação ao prejuízo de R\$367 milhões antes dos efeitos fiscais.

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

Liquidez e recursos de capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e 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, em menor escala, 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 de caixa

O caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2018 totalizaram R\$227 milhões, em comparação com R\$366 milhões em 31 de dezembro de 2017, e não foram mantidos em outras moedas que não o Real. As razões para esta variação são apresentadas a seguir:

Fluxo de caixa proveniente de atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2018 totalizou R\$1.790 milhões e o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2017 totalizou R\$870 milhões. Essa variação deve-se, principalmente, em função do recebimento, em 2018, da indenização dos ativos não amortizados ou não depreciados, relativos aos Projetos Básicos das Usinas São Simão e Miranda.

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento em 2018 totalizou R\$790 milhões e o caixa líquido consumido pelas atividades de investimento em 2017 totalizou R\$435 milhões. Essa variação deve-se, basicamente, pelas aquisições de novas controladas e subsidiárias no montante de R\$428 milhões e realização de operação de mútuo com partes relacionadas, no montante de R\$391 milhões, compensados pelo resgate de investimentos temporários no montante de R\$404 milhões.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento durante 2018 totalizou R\$1.140 milhões e foi composto pela amortização de R\$2.880 milhões de empréstimos e pagamento de R\$208 milhões de juros sobre o capital próprio e dividendos, parcialmente compensados pela captação de R\$1.948 milhões de empréstimos.

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento durante 2017 totalizou R\$430 milhões e foi composto, principalmente, pela amortização de R\$3.473 milhões de empréstimos e pagamento de R\$255 milhões de juros sobre o capital próprio, parcialmente compensados pela captação de R\$3.198 milhões de empréstimos.

Política de captação de recursos e gestão da dívida

No ano de 2018, a Cemig, ainda buscando equilibrar seu fluxo de caixa, começou a perceber os reflexos positivos das iniciativas tomadas em 2017 para melhor distribuir a dívida no longo prazo. A empresa manteve-se no firme propósito de alongá-la e, dando continuidade ao reperfilamento da dívida implementado no ano anterior, voltou ao mercado em 2018 em condições condizentes com sua melhor qualidade de crédito e de liquidez.

A Companhia, com vencimentos expressivos de dívida no segundo semestre, aproveitou-se do interesse pelos seus títulos no mercado secundário de *bonds*, refletindo uma melhora da percepção de risco da empresa, decidiu reabrir sua emissão de dezembro de 2017 com uma colocação adicional, em julho, no valor de US\$500 milhões, a um *yield* de 9,14% a.a., com pagamento de juros semestrais e de principal em dezembro de 2024. Ao mesmo tempo, foi realizada operação de hedge abrangendo todo período da emissão, por meio de uma combinação de Call Spread do principal, em que a Companhia está protegida no intervalo de R\$3,85/US\$ e R\$5,00/US\$, e *Swap* da totalidade dos juros, trocando, assim, o cupom de 9,25% a.a. por taxa equivalente a 125,52% do CDI, o que representa significativa melhora em relação ao *hedge* da emissão original, cuja taxa equivalente é de 150% do CDI. Os recursos líquidos foram destinados ao pagamento de dívidas de prazos mais curtos e custo médio mais elevado, proporcionando o alongamento do perfil da dívida e redução de despesas financeiras da Companhia.

Corroborando os avanços descritos acima, vale destacar que, ao longo de 2018, as principais agências internacionais de classificação de risco promoveram sucessivas reavaliações do risco de crédito da Companhia, refletindo expressiva evolução dos ratings, ao reconhecerem o êxito na implementação de medidas que resultaram na elevação da sua qualidade de crédito, com destaque para melhoria do perfil de liquidez, alienação de ativos, refinanciamento de dívidas, maior eficiência operacional, combinada com uma estratégia de gestão de passivos mais prudente.

A tabela a seguir evidencia a evolução das notas de crédito da Companhia, de dezembro de 2017 para dezembro de 2018:

Fitch		Grau de Investimento										Grau Especulativo										
Nacional	Global	AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC	CC	C	RD/D	
	dez - 17																					
	dez - 18																					

Moodys		Grau de Investimento										Grau Especulativo										
Nacional	Global	Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca	C
	dez - 17																					
	dez - 18																					

S&P		Grau de Investimento										Grau Especulativo											
Nacional	Global	AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-	CC	C	D
	dez - 17																						
	dez - 18																						

Atenta ao compromisso de redução do endividamento, a Companhia realizou, em setembro de 2018, com os recursos disponíveis em caixa, o pagamento integral das Cédulas de Crédito Bancário, celebradas junto ao Banco do Brasil S.A. ao final de 2017, no valor de R\$742 milhões, com custo de 140% do CDI e vencimento original em 24/12/2021.

Os detalhes das captações de recursos da Companhia, incluindo os custos e os prazos, estão presentes na nota explicativa nº 16 das demonstrações contábeis regulatórias.

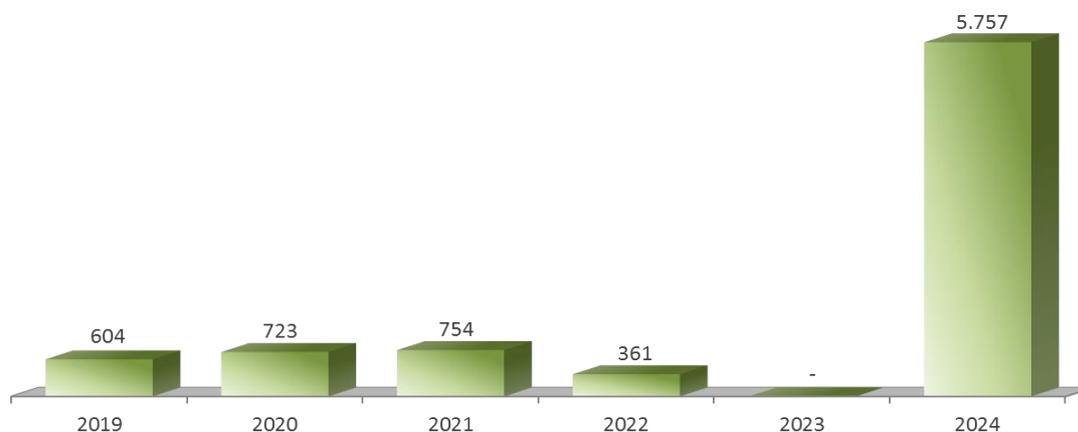
Tanto os *eurobonds* quanto as debêntures contam com *covenants* financeiros restritivos que limitam a capacidade de endividamento da empresa e da Cemig, como garantidora. A Companhia entende, entretanto, que a manutenção das iniciativas de desinvestimento e consequente desalavancagem, bem como de eficiência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

O endividamento da Companhia, em 31 de dezembro de 2018, no valor de R\$8.035 milhões, tem seu cronograma de amortizações com prazo médio de 5 anos.

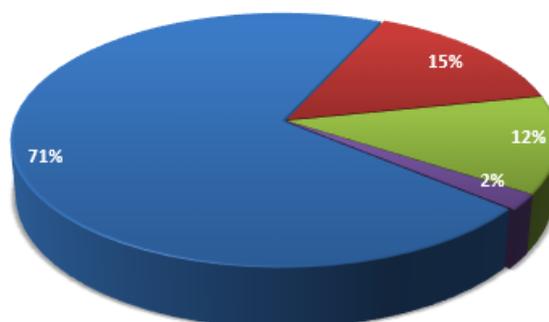
Os detalhes das captações de recursos da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 16 das demonstrações contábeis regulatórias.

O cronograma de amortizações da dívida pode ser visto no gráfico a seguir:

Cronograma de Amortizações da Dívida Posicionamento em Dezembro/2018 (R\$ milhões)



A composição da dívida da Companhia é reflexo das fontes de recursos à sua disposição, onde se percebe uma participação expressiva de dívida referenciada ao CDI, bem como de dívida em moeda estrangeira, que, por sua vez, 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 5,45% a.a. a preços constantes e de 9,36% a.a. em custo nominal.



■ DÓLAR ■ IPCA ■ CDI ■ OUTROS

PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO

A Assembleia Geral Ordinária, realizada em 03 de maio de 2019, aprovou a seguinte proposta de destinação do Lucro Líquido societário de 2018, no montante de R\$591 milhões e da realização da Reserva de Ajustes de Avaliação Patrimonial no valor de R\$34 milhões:

- R\$29 milhões para constituição de reserva legal;
- R\$50 milhões para pagamento de juros sobre o capital próprio;
- R\$253 milhões, para pagamento de dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$293 milhões sejam mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros.

INVESTIMENTOS

Investimentos em Geração:

O Grupo Cemig está, atualmente, envolvido na construção da Usina Hidrelétrica - UHE Belo Monte e de 4 Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs: Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré. Essas usinas aumentarão a capacidade instalada total de geração hidrelétrica em 1.335 MW (participação proporcional).

Ativo	Potência Proporcional (MW)
Belo Monte – (via Amazônia Energia)	818
Belo Monte – (via Aliança Norte Energia)	495
Guanhães	22
Total	1.335

Os investimentos realizados em 2018 foram de R\$60 milhões em Guanhães, e nas usinas de Santo Antônio e Belo Monte, nos montantes de R\$ 51 milhões e R\$112 milhões, respectivamente.

Projeto Belo Monte: A Norte Energia S.A. - Nesa é uma empresa de propósito específico que detém a concessão para construir, operar e manter a UHE Belo Monte, localizada no rio Xingu, na região amazônica, no norte do Brasil. A Companhia possui uma participação indireta na Nesa de 11,69%, por intermédio das empresas Amazônia Energia S.A. (em parceria com a Light) e da Aliança Norte Energia Participações S.A. (em parceria com a Vale), ambas acionistas da Nesa. A Companhia já investiu aproximadamente R\$1,6 bilhão nesse projeto.

A primeira unidade geradora entrou em operação em 2016 e, no momento, 18 unidades já estão gerando energia comercialmente. Quando estiver concluída, em 2020, Belo Monte terá uma capacidade total de 11.233 MW e será uma das maiores usinas hidrelétricas do mundo.

Projeto Guanhães: A Guanhães Energia S.A. - Guanhães foi constituída em junho de 2006 com a finalidade de implantar e explorar quatro PCHs, situadas no estado de Minas Gerais, que totalizam 44 MW. A Companhia já investiu aproximadamente R\$249 milhões nesse projeto.

As obras de implantação das usinas foram interrompidas em 2015. Em novembro de 2017, as obras foram retomadas, sendo que a primeira unidade geradora entrou em operação comercial em maio de 2018 e a nona e última unidade geradora está prevista para iniciar sua operação comercial em abril de 2019.

Em 20 de dezembro de 2018 a Companhia concluiu as aquisições de participação acionária detida pela empresa Energimp em Parajuru e Volta do Rio, geradoras de energia eólica, por meio de descruzamento de ativos, que envolveu dação em pagamento, permuta e pagamento de torna, no montante de 23 milhões. Adicionalmente, foi concluída a reestruturação societária envolvendo a transferência de subsidiárias integrais de geração e comercialização de energia elétrica da controladora Cemig para a Companhia. A referida transferência foi realizada pelo montante de R\$423.163. Mais detalhes na nota explicativa nº 12 das demonstrações contábeis regulatórias.

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.

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.

É adotado o sistema de rodízio dos Auditores Independentes com periodicidade de cinco anos, atendendo à determinação da CVM. Procedemos, em 2017, a substituição dos nossos auditores. A partir das informações Contábeis Intermediárias de junho de 2017, nossos auditores passaram a ser a Ernst & Young Auditores Independentes S.S que são responsáveis pela auditoria de nossas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2018. Os serviços prestados pelos auditores independentes da Companhia foram como segue:

Serviços	2018	% em relação à auditoria	2017	% em relação à auditoria
Serviços de auditoria:				
Auditoria de Demonstrações Financeiras	1.183	100%	991	100%
Revisão de ECF e das provisões trimestrais de IR e CSLL	313	26%	56	6%
Carta conforto para emissão de instrumentos de dívida	912	77%	845	85%
Total	2.408	203%	1.892	191%

Os serviços adicionais foram contratados em conjunto com os serviços de auditoria externa e referem-se, basicamente, à revisão dos procedimentos tributários adotados pela Companhia e à elaboração de carta conforto para emissão de instrumento de dívida, 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 o mencionado 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.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração da Companhia é composto de 9 membros efetivos e igual número de suplentes, indicados pelos acionistas. O Estatuto Social contempla mandato unificado de dois anos, podendo os conselheiros serem reeleitos ao término do mandato. Em 2018, foram realizadas 31 reuniões para deliberação sobre diversos assuntos como planejamento estratégico e orçamentário, projetos de investimento e aquisições, entre outros.

O Comitê de Auditoria, criado em junho de 2018, é o órgão colegiado de assessoramento ao Conselho de Administração no que se refere ao exercício de suas funções de auditoria e fiscalização sobre a qualidade e integridade das demonstrações contábeis, a aderência às normas legais, estatutárias e regulatórias, e efetividade dos sistemas de controle interno e de auditoria interna e independente. É composto por 3 membros, com mandato de três anos, sendo permitida uma reeleição.

O Conselho Fiscal é permanente e constituído por 5 membros, eleitos para mandato de dois anos, permitidas 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 2018 foram realizadas 17 reuniões do Conselho Fiscal.

AUDITORIA E GERENCIAMENTO DE RISCOS

A Companhia mantém um Plano Anual de Auditoria Interna que prevê a avaliação dos principais processos corporativos. O plano tem como objetivo assegurar a adequação dos processos e o cumprimento das leis, normas, padrões e procedimentos internos. A definição de quais processos e empresas serão auditados no ano é feita com base no risco que representam para os negócios e para as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia. Os processos de risco alto são priorizados, sendo auditados com maior frequência em detrimento dos processos de menor risco.

A gestão de riscos corporativos é um processo integrante das práticas de Governança Corporativa da Companhia, que tem como atividade relevante o mapeamento de eventos que podem interferir no atingimento dos objetivos estratégicos definidos pela Companhia, os chamados *Top Risks*. A modelagem e a análise das operações sob o ponto de vista do gerenciamento de risco visam otimizar os investimentos no controle das atividades, reduzir os custos e perdas, melhorar a performance e, conseqüentemente, favorecer o alcance das metas traçadas pela Companhia.

Em 2018, o mapeamento dos *Top Risks* foi orientado por temas priorizados pelo CMRC e validados pela Diretoria Executiva e Conselho de Administração, abrangendo os negócios Holding, Distribuição, Geração, Transmissão e Comercialização e registrados em sistema de gestão de riscos corporativos (SAP RM). O reporte dos *Top Risks* para a Diretoria Executiva e para o Conselho de Administração, bem como as recomendações de tratamento do CMRC para cada caso, são feitos conforme fluxo aprovado pelo Comitê.

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 se aplica à CEMIG e suas subsidiárias integrais e controladas e está alinhada às exigências da Lei Federal 9.504/1997, “Lei das Eleições”, de 30 de setembro de 1997, alterada pela Lei 13.487, de 06 de outubro de 2017.

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

O Canal de Denúncias da Cemig preserva o anonimato dos denunciantes. Por meio dele, podem ser reportadas situações consideradas de caráter discriminatório.

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 vários fatores 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 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) Digitalização, 2) Descarbonização e 3) Descentralização que colocam novos tipos de demandas sobre o setor elétrico, vindas da sociedade, de outros setores da economia e do próprio governo, através de suas agências reguladoras.

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

RESPONSABILIDADE SOCIAL

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

Em todas as interações da Empresa há o cuidado de se respeitar e ouvir aqueles que são afetados por alguma atividade ou têm contato direto com a Companhia.

Alguns projetos de destaque no ano de 2018 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 2018/2019 do AI6% envolveu a participação de 489 empregados da Companhia que, voluntariamente, destinaram R\$409 mil, com o intuito de beneficiar crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade, atendidos por 151 instituições. A Companhia também destinou parte do imposto de renda devido para os mesmos FIAs.

Projetos culturais, esportivos e de saúde

A otimização de recursos, mesmo princípio que rege a sustentabilidade, foi o desafio para os projetos culturais, esportivos e de saúde durante o ano de 2018.

Saúde:

A Cemig destinou quase R\$2 milhões no aprimoramento do atendimento às comunidades atendidas pelas instituições, em diferentes regiões de Minas Gerais, destacando-se o apoio a instituições hospitalares filantrópicas em Minas Gerais e cerca de 185 programas sociais.

Esportes:

Em 2018, o total investido pela Cemig em Esportes foi da ordem de R\$ 4,3 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.

Cultura:

O fortalecimento desse setor continua sendo uma das prioridades da Empresa em Cidadania Corporativa. Assim, a Cemig direcionou cerca de R\$18 milhões de reais para projetos culturais pois acredita que eles geram oportunidades de lazer, ajudam na composição crítica e proporcionam desenvolvimento humano.

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. Nos últimos 5 anos, em consequência dos Programas de Desligamento Voluntário Programado implementados, com a continuidade da política de desligamento de empregados em plenas condições de aposentadoria, a quantidade de empregados passou de 1.701 em 2014 para 1.366 em 2018, conforme apresentado no gráfico a seguir:



UniverCemig

Responsável pela capacitação e desenvolvimento dos empregados da Cemig, a UniverCemig constrói soluções educacionais, ministra os treinamentos internos, contrata treinamentos externos e no exterior, além de fazer a gestão dos cursos de pós-graduação e idiomas. Além disso, atende cursos para outras empresas, principalmente empreiteiras fornecedoras da distribuição.

O ano de 2018 foi marcado na Cemig pela admissão de 308 novos empregados selecionados via Concursos Públicos 02/2017 e 03/2017 e também pela diretriz que permitiu que os serviços executados em linha viva em média tensão pudessem ser realizados por empreiteiras.

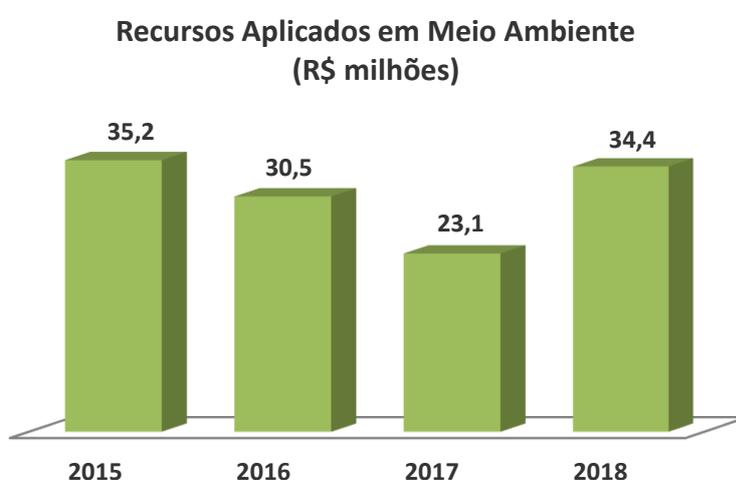
Destaca-se que nesse contexto, a UniverCemig iniciou a capacitação profissional de 121 Eletricistas de Linhas e Redes Aéreas, 11 Eletricistas de Montagem Elétrica de Linhas, 9 Eletricistas de Linhas de Transmissão, 102 técnicos, 6 engenheiros e capacitou ainda aproximadamente 65 pessoas de empreiteiras que executarão serviços em linha viva.

Essas capacitações contribuíram de forma expressiva para o aumento do número de participações em treinamentos técnicos e consequentemente do indicador homem-hora de treinamentos, tendo sido viabilizados em 2018, 7.233 participações em treinamentos técnicos para empregados próprios (2.037 para empregados da Companhia) e 3.039 participações para empregados de outras empresas. No total, foram 325.564 homem-hora treinados, sendo 230.454 relativos aos empregados próprios (60.922 relativos a Companhia) e 95.110 relativos a outras empresas.

Para os cursos online, foram investidos R\$156 mil para aproximadamente 7.000 colaboradores, incluindo os diretores, conselheiros fiscais, de administração, contratados e estagiários.

Meio Ambiente

Em 2018, a Companhia totalizou cerca de R\$ 34,4 milhões em recursos aplicados em meio ambiente. A priorização e a alocação desses recursos são revistas periodicamente pelo Comitê de Adequação Socioambiental, dentro da Estratégia Ambiental da Companhia. Os recursos foram aplicados em investimentos e despesas relativas ao cumprimento de obrigações e melhorias ambientais



Recursos Hídricos

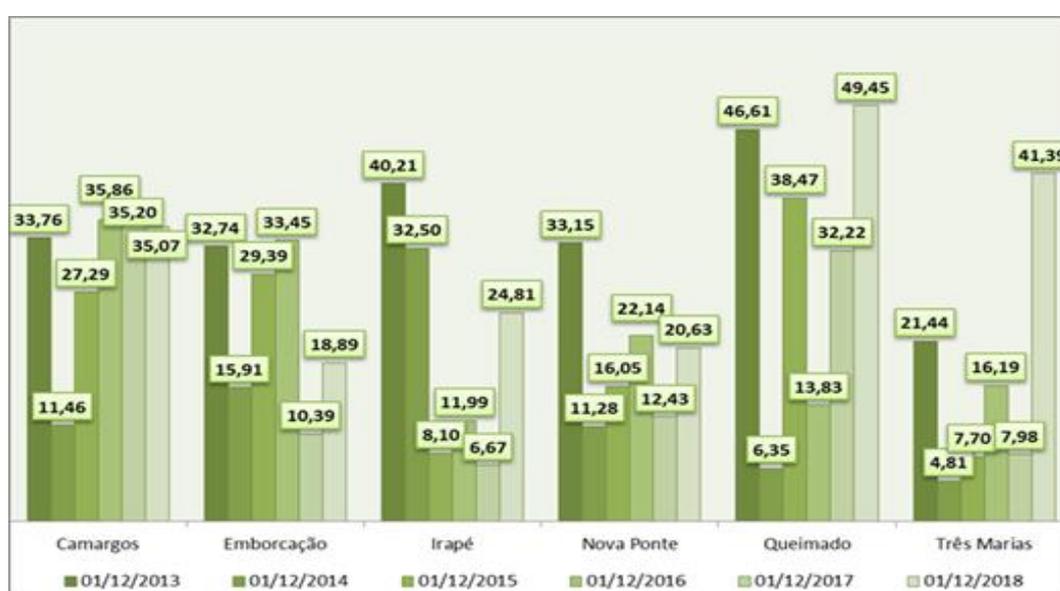
A Cemig disponibiliza em seu *website* dados diários dos níveis de vários de seus reservatórios.

Mesmo não consumindo água em seu processo de geração hidrelétrica, a Cemig é uma grande usuária desse recurso e, dessa forma, 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.

A Cemig tem indicadores para gestão dos recursos hídricos, que são analisados periodicamente, mostrando a tendência de cumprimento das metas e possibilitando as eventuais intervenções necessárias. Destaca-se o Índice de Eficiência no Planejamento Energético das Usinas - IEPE, que mede a eficiência da operação energética das usinas hidrelétricas da Cemig, comparando a geração de energia verificada em relação à geração ótima, levando em consideração as vazões observadas, a manutenção de unidades geradoras e o atendimento às restrições operativas.

O gráfico abaixo traz as informações de armazenamento dos principais reservatórios de acumulação da Cemig em dezembro de 2018, 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 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 com notório saber.

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, que podem ter por base discussões ou operações. Os primeiros podem ser do tipo seminários, *workshops*, exercícios de mesa ou jogos, já aqueles que têm por base operações, podem ser do tipo “drill” ou simulados. Esses treinamentos visam a avaliar e propor melhorias, em especial quanto aos fluxos de comunicação e o processo de tomada de decisão.

A Cemig manteve no ano de 2018, a política de estreitar o relacionamento com o público externo focado em situações de emergência, especificamente, os COMPDECS- coordenadorias municipais de proteção e defesa civil. Trabalhou temas inseridos no tratamento da lei nº 12.334/2010 e resolução normativa 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: onde 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: onde são desenhadas as interfaces entre a empresa e o público externo durante as situações de emergências detectadas.

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

O documento externo foca em apresentar o risco de inundação causado por cheias ordinárias e por possíveis eventos de ruptura de barragens. A intenção é construir uma cultura de prontidão para situações de cheias para as comunidades instaladas ao longo dos rios onde estão as usinas da Cemig. Nos anos de 2017 e 2018, foram entregues um total 18 PAEs externos englobando 60 municípios. Ao longo do ano de 2019, outros 24 PAEs externos serão entregues para cerca de 45 municípios.

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 ao longo de 2018, 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 projeto em desenvolvimento, permite a:

- Construção de base cartográfica;
- Estimativa do hidrograma de ruptura;
- Simulação de propagação de vazões de cheias ordinárias e de ruptura;
- Elaboração de mapas temáticos;
- Estudo preliminar de sistema de notificação em massa e estimativa de população atingida.

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 contará com um aplicativo móvel, de relacionamento com a população e com as COMPDECS. O aplicativo será disponibilizado, contendo informações hidrológicas, operacionais e climatológicas em tempo real, que servirá de ferramenta de trabalho para as equipes de COMPDECS. Para 2019, planeja-se que sejam realizadas em torno de 40 reuniões envolvendo cerca de 500 agentes das COMPDECS.

Gestão de Resíduos

No período de janeiro a dezembro de 2018, foram encaminhadas para destinação final 72 toneladas de resíduos industriais: 29% desses resíduos foram alienados ou reciclados; 11% regenerados, reutilizados ou descontaminados; e 60% coprocessados, incinerados, enviados para tratamento (efluentes e lodos) ou dispostos em aterro industrial.

Os resíduos alienados são constituídos, principalmente, por cabos e fios, sucata de transformadores, sucatas metálicas, sucata de medidores, postes, cruzetas, aparas e resíduos de madeira. A receita obtida com a venda desse resíduo alcançou R\$ 41 mil em 2018.

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 2018 foram executados 5 projetos de pesquisa, com uso de recursos próprios e de P&D, bem como publicados 12 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 2018, envolveram um total de 32 pessoas de instituições de ensino e pesquisa.

Atualmente o Programa de peixamento da Cemig inclui as atividades de peixamento realizadas por suas duas estações próprias, Itutinga e Machado Mineiro. No ano de 2018, foram produzidos e soltos 198.956 alevinos. Ao longo do ano ocorreram um total de 26 peixamentos, realizados em 16 municípios mineiros.

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	
Cledorvino Belini	
Antônio Rodrigues dos Santos e Junqueira	
José Reinaldo Magalhães	
Romeu Donizete Rufino	
José João Abdalla Filho	
Marcelo Gasparino da Silva	
Renata Bezzerra Cavalcanti	
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	Victor Lobato Garizo Becho
Rodrigo de Mesquita Pereira	Ronaldo Dias
Cláudio Morais Machado	Carlos Roberto de Albuquerque Sá

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

COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA	
NOME	CARGO
Cledorvino Belini	Diretor Presidente
Dimas Costa	Diretor Cemig Comercialização
Maurício Fernandes Leonardo Júnior	Diretor de Finanças e Relações com Investidores
Paulo Mota Henriques	Diretor Cemig Geração e Transmissão
Daniel Faria Costa	Diretor Cemigpar
Ronaldo Gomes de Abreu	Diretor sem denominação específica
Luciano de Araújo Ferraz	Diretor de Regulação e Jurídico

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 2018 E 2017

ATIVO

(Em milhares de Reais)

	Nota	2018	2017
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5	226.830	366.169
Consumidores e revendedores	7	289.835	303.325
Concessionários - transporte de energia	7	512.392	549.111
Serviços em curso		140.036	155.871
Tributos compensáveis	8a	41.166	30.064
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8b	156.738	138.435
Almoxarifado operacional		3.808	4.550
Investimentos temporários	6	103.578	416.060
Prêmio repactuação risco hidrológico		17.159	16.681
Despesas pagas antecipadamente		19.811	1.201
Dividendos a receber	12	98.842	-
Adiantamentos a fornecedores		2.036	69.914
Instrumentos financeiros derivativos		69.643	-
Outros ativos circulantes		40.344	115.160
TOTAL DO CIRCULANTE		1.722.218	2.166.541
Ativos de Operações Descontinuadas			
Bens Destinados à Alienação		4.326	6.820
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores	7	5.020	-
Tributos compensáveis	8a	17.068	8.272
Tributos diferidos	9	171.224	116.705
Depósitos judiciais e cauções	11	338.779	309.994
Investimentos temporários	6	1.709	11.191
Valores a receber de partes relacionadas		927.913	357.549
Adiantamento a fornecedores	26	87.285	2.061
Prêmio repactuação risco hidrológico		22.981	35.060
Serviços em curso		47.235	-
Bens e direitos para uso futuro		853	853
Indenização pela concessão receber	13	635.506	1.616.895
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		743.692	8.649
Outros ativos não circulantes		53.765	52.202
Investimentos	12	7.418.984	7.140.405
Imobilizado	13	3.674.120	3.849.158
Intangível	13	53.056	55.000
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		14.199.190	13.563.994
ATIVO TOTAL		15.925.734	15.737.355

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

PASSIVO

(Em milhares de Reais)

	Nota	2018	2017
CIRCULANTE			
Fornecedores	14	436.114	454.512
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	604.211	1.610.356
Obrigações sociais e trabalhistas		78.484	49.554
Benefício pós-emprego	18	57.052	52.395
Tributos	15	46.453	126.038
Encargos setoriais	17	271.651	305.569
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		659.622	564.230
Adiantamento de clientes	7	40.267	190.758
Outros passivos circulantes		56.159	53.727
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		-	12.596
TOTAL DO CIRCULANTE		2.250.013	3.419.735
NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	7.431.334	6.712.742
Benefício pós-emprego	18	1.019.794	852.136
Tributos	15	4.124	3.830
Provisão para litígios	19	97.793	96.294
Provisões - instrumentos financeiros – opções de Venda		419.148	311.593
Encargos setoriais	17	101.285	80.737
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		-	28.515
Outros passivos não circulantes		19.336	18.417
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	20	180.057	186.877
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		9.272.871	8.291.141
TOTAL DO PASSIVO		11.522.884	11.710.876
Patrimônio líquido			
Capital social	21	2.600.000	1.837.710
Ajustes de avaliação patrimonial		(143.449)	29.345
Reservas de lucros		1.946.299	2.059.424
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	100.000
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		4.402.850	4.026.479
TOTAL PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		15.925.734	15.737.355

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de Reais)

	Nota	2018	2017
RECEITA	22a	7.533.139	8.079.024
Fornecimento de energia elétrica		3.713.807	3.724.271
Suprimento de energia elétrica		2.664.852	2.973.782
Energia elétrica de curto prazo		147.106	640.145
Disponibilização sistema de transmissão		1.007.396	740.826
Serviços cobráveis		(22)	-
TRIBUTOS	22b	(1.198.319)	(1.178.757)
ICMS		(511.805)	(579.834)
PIS-PASEP		(122.447)	(106.818)
COFINS		(564.004)	(492.050)
ISS		(63)	(55)
ENCARGOS	22b	(275.635)	(253.263)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D		(23.765)	(31.964)
Reserva global de reversão - RGR		(17.064)	(14.721)
Conta de desenvolv. econômico - CDE		(153.006)	(72.662)
Comp.financ.util.rec.hídricos - CFURH		(34.944)	(83.915)
Taxa de fiscalização de serviços energia elétrica - TFSEE		(6.885)	(10.564)
PROINFA		(39.971)	(39.437)
RECEITA LÍQUIDA		6.059.185	6.647.004
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS	23	(3.969.348)	(4.434.806)
Energia elétrica comprada para revenda		(3.764.279)	(4.109.536)
Encargo transmissão e conexão		(176.403)	(314.899)
Matéria-prima e ins. prod. energia Elétrica		(28.666)	(10.371)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		2.089.837	2.212.198
CUSTOS GERENCIÁVEIS		(745.403)	(1.480.415)
Pessoal e administradores	24a	(395.350)	(307.061)
Materiais		(11.404)	(11.993)
Serviços de terceiros	24b	(125.734)	(126.269)
Arrendamentos e aluguéis		(22.175)	(19.827)
Seguros		(2.887)	(3.413)
Doações, contribuições e subvenções		(4.613)	(3.580)
Provisões	24c	(124.920)	(149.588)
Provisões para perdas na alienação de bens e direitos		(10.536)	(37.680)
Perdas na alienação de bens e direitos		(26.149)	(7.450)
(-) Recuperação de despesas		1.287	1.999
Tributos		(1.294)	(1.562)
Depreciação e amortização		(279.996)	(232.033)
Gastos diversos		(25.066)	(49.127)
Outras receitas - indenização da transmissão		100.578	(874.086)
Outras receitas - indenização da geração		57.387	296.551
Outras receitas operacionais		125.469	44.704
RESULTADO DA ATIVIDADE		1.344.434	731.783
Equivalência patrimonial		7.656	(125.276)
Equivalência patrimonial	12	55.390	(125.276)
Remensuração de participação anterior de adquiridas		79.693	-
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos		(127.427)	-
Resultado financeiro	25	(393.148)	(973.160)
Receitas financeiras		1.145.218	190.608
Despesas financeiras		(1.538.366)	(1.163.768)
Resultado antes dos impostos		958.942	(366.653)
Imposto de renda e contribuição social	10	(178.092)	170.861
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		780.850	(195.792)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de Reais)

	2018	2017
RESULTADO DO EXERCÍCIO	780.850	(195.792)
Outros resultados abrangentes		
Equivalência sobre resultados abrangentes de coligadas	-	(51.291)
Efeito de imposto de renda sobre resultados abrangentes de coligadas	-	17.439
Previdência privada – superávit (déficit) atuarial	(153.918)	(105.667)
Efeito de imposto de renda sobre superávit (déficit) atuarial	52.331	35.928
Ajustes de avaliação patrimonial - base de remuneração regulatória (BRR)	-	572.854
Efeito de imposto de renda sobre base de remuneração regulatória (BRR)	-	(194.772)
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos	(101.587)	274.491
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	679.263	78.699

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 2018 E 2017

(Em milhares de Reais, exceto dividendos e juros sobre capital próprio por ação)

	Capital Social	Adiantamento para aumento de capital	Reservas de Lucros	Reserva de Reavaliação	Outros Ajustes de Avaliação Patrimonial	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Total do Patrimônio Líquido
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016	1.837.710	-	2.424.479	1.334	(201.513)	-	4.062.010
Adiantamento para futuro aumento de capital (nota 21)	-	100.000	-	-	-	-	100.000
Resultado do exercício	-	-	-	-	-	(195.792)	(195.792)
Outros resultados abrangentes							
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	-	-	(69.739)	-	(69.739)
Ajustes de avaliação patrimonial - base de remuneração regulatória (BRR), líquida de impostos	-	-	-	378.082	-	-	378.082
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	-	-	-	-	(33.852)	-	(33.852)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	378.082	(103.591)	(195.792)	78.699
Destinação proposta à A.G.O.							
Reserva legal	-	-	21.423	-	-	(21.423)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	-	-	146	-	-	(146)	-
Dividendos Estatutários (R\$0,740 p/ação)	-	-	-	-	-	(214.230)	(214.230)
Realização de reserva de reavaliação regulatória	-	-	-	(44.967)	-	44.967	-
Retenção de lucros	-	-	(386.624)	-	-	386.624	-
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
Outros resultados abrangentes							
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
Destinação proposta à A.G.O.							
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	-
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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de Reais)

	Nota	2018	2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado do exercício		780.850	(195.792)
Ajustes por:			
Depreciação e amortização		279.996	232.033
Baixas de valor residual líquido de Imobilizado e Intangível		27.725	24.248
Indenização da transmissão	3	(100.578)	948.714
Equivalência Patrimonial	12	(55.390)	125.276
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos	12	127.427	-
Juros e variações monetárias		734.531	962.862
Variação cambial de empréstimos e financiamentos	16	579.609	(56.638)
Amortização do custo de transação de empréstimos e financiamentos	16	19.718	28.684
Imposto de renda e contribuição social	10	(2.186)	(292.935)
Ajuste indenização usinas não renovadas (portaria 291)		(57.387)	(296.551)
Provisões para perdas operacionais, líquidas	24	17.365	34.168
Perdas com outros créditos	12	12.466	-
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (Swap)	27	(892.643)	32.462
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	27	107.555	115.420
Provisão para ressarcimento pela suspensão do fornecimento de energia – Renova		(60.341)	-
Benefícios pós-emprego	18	87.747	(43.754)
Remensuração de participação anterior de controladas adquiridas	12	(79.693)	-
Ganho na alienação de participação societária	12	(15.578)	-
Indenização descruzamento de ativos	12	(2.108)	-
		1.509.085	1.618.197
(Aumento) redução de ativos			
Consumidores e revendedores		24.313	(103.850)
Tributos compensáveis		(19.898)	32.020
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(19.999)	(13.585)
Transporte de energia		18.013	(52.559)
Depósitos judiciais e cauções		(17.589)	2.140
Dividendos recebidos		469.148	554.605
Ajuste da BRR dos ativos de transmissão		-	(74.628)
Indenização pela concessão a receber		1.139.355	-
Adiantamento a fornecedores		(61.110)	(65.220)
Outros		(76.284)	96.510
		1.455.949	375.433
Aumento (redução) de passivos			
Fornecedores setoriais	14	(39.919)	82.682
Fornecedores demais	14	21.521	(874)
Tributos e contribuição social		(51.706)	(99.662)
IR e contribuição social a pagar	10	180.278	122.074
Salários e encargos sociais		13.196	(4.007)
Encargos setoriais		(44.772)	36.316
Benefícios pós-emprego		(69.350)	(63.843)
Adiantamento de clientes		(158.893)	(34.955)
Outros		(12.203)	13.436
		(161.848)	51.167
Caixa gerado pelas atividades operacionais		2.803.186	2.044.797
Imposto de renda e contribuição social pagos		(193.909)	(94.460)
Juros pagos	16	(856.547)	(1.080.075)
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos (Swap)		37.330	-
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		1.790.060	870.262
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Em investimentos – aporte	12	(234.201)	(254.231)
Aquisição de controladas em reorganização societária	12	(423.163)	-
Aquisição de controladas em combinação de negócios	12	(5.218)	-
Mútuo com partes relacionadas		(390.737)	-
No imobilizado		(137.377)	(52.083)
No intangível		(2.654)	(10.072)
Em investimentos temporários		403.764	(119.054)
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(789.586)	(435.440)

	Nota	2018	2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Empréstimos obtidos	16	1.948.018	3.198.320
Juros sobre capital próprio e dividendos		(207.500)	(255.000)
Pagamentos de empréstimos	16	(2.880.331)	(3.473.225)
Adiantamento para futuro aumento de capital	21	-	100.000
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(1.139.813)	(429.905)
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA			
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5	366.169	361.252
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5	226.830	366.169

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia” ou “Cemig Geração e Transmissão”) é uma Sociedade Anônima de Capital Aberto, 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, em Belo Horizonte, Estado de 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 em 64 usinas, sendo 60 usinas hidrelétricas, 2 eólicas, 1 termelétrica e 1 solar e linhas de transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão, com capacidade instalada de 5.555 MW (informações não auditadas pelos auditores independentes).

A Companhia possui participação societária nas seguintes Controladas, Controladas em conjunto e Coligada, 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):

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (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 sua participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia – 49,00% e Neoenergia – 51,00%), localizada no Rio Doce, em Governador Valadares, Estado de Minas Gerais.

- Hidrelétrica Pipoca S.A. (“Hidrelétrica 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.
- 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.
- Lightger S.A. (“Light Ger”) (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”) (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 49,9% de participação, e a Vale S.A, que detém os 50,1% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9%, 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.
- 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. Com esses ativos a controlada em conjunto tem uma capacidade instalada de geração hidrelétrica em operação de 1.170 MW (668 MW médios de capacidade física), entre outros projetos de geração. Vale e Cemig GT, detêm 55% e 45% do capital total, respectivamente.
- Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. (“UHE Itaocara”) – sociedade anônima, (controlada em conjunto) 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).
- Cemig Geração Três Marias S.A - 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 - 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 - 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 - 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, 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 - 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 - sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração das PCHs Coronel Domiciano, Marmelos, Joasal, Paciência e Piau, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A Cemig Geração Sul (PCHs Coronel Domiciano, Marmelos, Joasal, Paciência e Piau) possui 39,53 MW de potência instalada e 27,42 MW médios de garantia física.
- Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (“Central Eólica Praias de Parajuru”) (controlada) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Beberibe, no Estado do Ceará.
- Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Central Eólica Volta do Rio”) (controlada) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da Usina Eólica localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará.

Conforme mencionado na nota explicativa nº 14, em dezembro de 2018, foi concluída a operação de reestruturação societária do Grupo Cemig, com a transferência das seguintes subsidiárias integrais de geração e comercialização de energia elétrica da controladora Cemig para a Companhia:

- Sá Carvalho S.A. (“Sá Carvalho”) (controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica, como Concessionária do serviço público de energia elétrica, através da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho.

- Horizontes Energia S.A. (“Horizontes”) (controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, através 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, através 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, através da Usina Hidrelétrica de Pai Joaquin.
- 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. (anteriormente denominada Usina Termelétrica Barreiro S.A.) (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 V&M do Brasil S.A., no Estado de Minas Gerais.
- Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. (anteriormente denominada Central Termelétrica de Cogeração 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.

Controlada e Controladas em Conjunto em fase pré-operacional:

- Guanhães Energia S.A. (“Guanhães Energia”) (controlada em conjunto) - Produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães; e Fortuna II, localizada no Município de Virgíópolis. Todas no Estado de Minas Gerais. As PCHs Senhora do Porto e Dores, mencionadas acima, entraram em operação em 2018 e a previsão para a entrada em operação das PCHs Fortuna e Jacaré é até o segundo trimestre de 2019.
- Cemig Baguari Energia S.A. (“Cemig Baguari”) (Controlada) – Produção e a comercialização de energia elétrica em Regime de produção independente em futuros Empreendimentos.

Mais detalhes, ver nota explicativa nº 12.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a Companhia apresentou fluxo de caixa operacional positivo no valor de R\$1.790 milhões (positivo de R\$870 milhões em 31 de dezembro de 2017).

Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2018, os empréstimos e financiamentos e debêntures, de curto e longo prazo, da Companhia totalizaram R\$604 milhões e R\$7.431 milhões, respectivamente.

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.

Mudanças no Estatuto Social da Companhia – aprimoramento da Governança Corporativa

Em 11 de junho de 2018, a Assembleia Geral de Acionistas aprovou alterações no Estatuto Social da Companhia, a fim de formalizar as melhores práticas de governança corporativa e atender aos requisitos previstos na Lei 13.303/2016 (“Lei das Estatais”). Dentre os aprimoramentos incorporados ao Estatuto Social, cabe destacar:

- Redução da composição do Conselho de Administração, de 15 para 9 membros titulares, em consonância com o Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC e o Manual de Avaliação de Sustentabilidade Corporativa do Dow Jones Sustainability Index;
- Criação de Comitê de Auditoria, mantido o Conselho Fiscal.

As alterações no estatuto não impactaram a política de dividendos da Companhia.

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 30 apresenta uma reconciliação entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatórios financeiros - IFRS, para melhor entendimento do leitor.

Em 28 de outubro de 2019, a Administração da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

2.2 Bases de mensuração

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

2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

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

2.4 Uso de estimativas e julgamentos

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

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua, utilizando como referência a experiência histórica e também alterações relevantes de cenário que possam afetar a situação patrimonial e o resultado da Companhia nos itens aplicáveis. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

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

- Nota 7 – Provisão para perdas em créditos de liquidação duvidosa;
- Nota 9 – Tributos diferidos;
- Nota 10 – Imposto de renda e contribuição social;
- Nota 12 – Provisão para perdas com investimentos;
- Nota 13 – Vidas úteis de ativos;
- Nota 18 – Benefícios pós-emprego;
- Nota 19 – Provisões para litígios;
- Nota 22 – Fornecimento não faturado de energia elétrica;
- Nota 27 – Instrumentos financeiros derivativos 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 2.7 das demonstrações financeiras societárias, exceto quanto ao que estabelecem as normas a seguir:

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 a depreciação nas demonstrações contábeis regulatórias são reconhecidos, nas demonstrações financeiras societárias, como redutores da receita operacional.

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.

Imobilizado no segmento de geração: Os bens do ativo imobilizado são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, incluindo encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada. A depreciação é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcio, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas na Resolução 674/15, Manual de Controle Patrimonial vigente emitido pelo Órgão Regulador, que refletem a vida útil estimada dos bens, para os ativos relacionados às atividades de geração de energia elétrica, limitadas em determinadas situações ao prazo dos contratos de concessão aos quais se referem. As principais taxas estão demonstradas na nota explicativa nº 13 das demonstrações contábeis regulatórias. Os ativos não depreciados até o final da concessão serão revertidos para o Poder Concedente com a indenização dessa parcela não depreciada. Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo imobilizado são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos nas demonstrações do resultado no momento do encerramento das ordens de desativação e de alienação.

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.

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.

Reserva de reavaliação: é 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.

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

Nas demonstrações 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	Cemig GT	07/1997	07/2025
Nova Ponte	Cemig GT	07/1997	07/2025
Santa Luzia	Cemig GT	07/1997	02/2026
Irapé	Cemig GT	14/2000	02/2035
Queimado (Consórcio)	Cemig GT	06/1997	01/2033
Salto Morais	Cemig GT	02/2013	07/2020
Rio de Pedras	Cemig GT	02/2013	09/2024
Luiz Dias	Cemig GT	02/2013	08/2025
Poço Fundo	Cemig GT	02/2013	08/2025
São Bernardo	Cemig GT	02/2013	08/2025
Xicão	Cemig GT	02/2013	08/2025
Rosal	Rosal Energia	01/1997	05/2032
Machado Mineiro	Horizontes Energia	Resolução 331/2002	07/2025
Salto Voltão			10/2030
Salto Paraopeba			10/2030
Salto do Passo Velho			10/2030
PCH Pai Joaquim	Cemig PCH	Resolução autorizativa 377/2005	04/2032
Sá Carvalho	Sá Carvalho	01/2004	12/2024
Três Marias	Cemig Geração Três Marias	08/2016	01/2046
Salto Grande	Cemig Geração Salto Grande	09/2016	01/2046
Itutinga	Cemig Geração Itutinga	10/2016	01/2046
Camargos	Cemig Geração Camargos	11/2016	01/2046
Coronel Domiciano, Joasal, Marmelos, Paciência e Piau	Cemig Geração Sul	12/2016 e 13/2016	01/2046
Dona Rita, Ervália, Neblina, Peti, Sinceridade e Tronqueiras	Cemig Geração Leste	14/2016 e 15/2016	01/2046
Cajuru, Gafanhoto e Martins	Cemig Geração Oeste	16/2016	01/2046
Usinas Termelétricas			
Igarapé	Cemig GT	07/1997	08/2024
Usinas Eólicas			
Central Geradora Eólica Praias de Parajuru (1)	Parajuru	Resolução 526/2002	09/2032
Central Geradora Eólica Volta do Rio (1)	Volta do Rio	Resolução 660/2001	01/2031
TRANSMISSÃO			
Rede Básica	Cemig GT	006/1997	01/2043
Subestação – SE Itajubá	Cemig GT	79/2000	10/2030

Concessões de geração

No negócio de geração, a Companhia vende energia elétrica através 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 através 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 TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. 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 serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kv, denominada rede básica.

Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado livre acesso, assegurado em lei e garantido pela Aneel.

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	Percentual de Participação %	Valor Nominal em 2018	Valor Presente em 2018	Período de Vigência da concessão	Índice de Atualização
Irapé	100,00	32.964	14.707	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	82,50	8.229	4.027	01/2004 a 12/2032	IGPM
PCH Salto Morais	100,00	-	-	06/2013 a 07/2020	IPCA
PCH Rio de Pedras	100,00	-	-	06/2013 a 09/2024	IPCA
Diversas PCH's (*)	100,00	-	-	06/2013 a 08/2025	IPCA

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

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 2018, o valor nominal e o valor presente das parcelas a serem pagas no período de 12 meses são como seguem:

Empreendimento	Parcelas Pagas em 2018	Valor Nominal das parcelas a serem pagas em 12 meses	Valor Presente das parcelas a serem pagas em 12 meses
Irapé	1.762	2.019	1.902
Queimado (Consórcio)	501	588	554
PCH Salto Morais	12	-	-
PCH Rio de Pedras	35	-	-
Diversas PCH's (*)	171	-	-

(*) Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo, Xicão.

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 Cemig Geração e Transmissão refletem o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, com diferentes legislações para os setores de geração e transmissão de energia elétrica.

Os segmentos mencionados acima refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados. Em decorrência do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, não existe segmentação por área geográfica.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício de 2018 e 2017 estão apresentados nas tabelas a seguir:

	2018			
	Geração	Transmissão	Não Vinculada	Total
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 desenv. 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

	2017			
	Geração	Transmissão	Não Vinculada	Total
RECEITA	7.338.198	740.826	-	8.079.024
Fornecimento de energia elétrica	3.724.271	-	-	3.724.271
Suprimento de energia elétrica	2.973.782	-	-	2.973.782
Energia elétrica de curto prazo	640.145	-	-	640.145
Disponibilização do sistema de transmissão	-	740.826	-	740.826
Tributos	(1.133.080)	(45.677)	-	(1.178.757)
ICMS	(579.834)	-	-	(579.834)
PIS-PASEP	(98.674)	(8.144)	-	(106.818)
COFINS	(454.533)	(37.517)	-	(492.050)
ISS	(39)	(16)	-	(55)
Encargos	(131.835)	(121.428)	-	(253.263)
Pesquisa e desenvolvimento – P & D	(25.965)	(5.999)	-	(31.964)
Reserva geral de reversão – RGR	(12.638)	(2.083)	-	(14.721)
Conta de desenv. econômico – CDE	-	(72.662)	-	(72.662)
Compensação financ. utiliz. recursos hídricos - CFURH	(83.915)	-	-	(83.915)
Taxa de fisc.serviços energia elétrica – TFSEE	(9.317)	(1.247)	-	(10.564)
Outros encargos	-	(39.437)	-	(39.437)
Receita líquida	6.073.283	573.721	-	6.647.004
Custos não gerenciáveis	(4.434.806)	-	-	(4.434.806)
Energia elétrica comprada para revenda	(4.109.536)	-	-	(4.109.536)
Encargo de transmissão e conexão	(314.899)	-	-	(314.899)
Matéria-prima e insumos p/ Produção energia elétrica	(10.371)	-	-	(10.371)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	1.638.477	573.721	-	2.212.198
Custos gerenciáveis	(100.756)	(1.087.683)	(291.976)	(1.480.415)
Pessoal e administradores	(107.504)	(87.450)	(112.107)	(307.061)
Material	(6.090)	(3.595)	(2.308)	(11.993)
Serviços de terceiros	(63.901)	(31.472)	(30.896)	(126.269)
Arrendamento e aluguéis	(10.381)	(4.846)	(4.600)	(19.827)
Seguros	(1.991)	(666)	(756)	(3.413)
Doações, contribuições e subvenções	(1.929)	(809)	(842)	(3.580)
Provisões	992	(10.075)	(140.505)	(149.588)
Provisões perdas na alienação de bens e direitos	(37.680)	-	-	(37.680)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(7.450)	(7.450)
(-) Recuperação de despesas	996	466	537	1.999
Tributos	(795)	(473)	(294)	(1.562)
Depreciação e amortização	(157.484)	(72.008)	(2.541)	(232.033)
Gastos diversos	(11.540)	(2.669)	(34.918)	(49.127)
Receita de indenização da transmissão	-	(874.086)	-	(874.086)
Receita de indenização da geração	296.551	-	-	296.551
Outras receitas operacionais	-	-	44.704	44.704
Resultado da atividade	1.537.721	(513.962)	(291.976)	731.783

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2018	2017
Contas bancárias	3.583	2.077
Aplicações financeiras:		
Certificados de depósitos bancários	219.204	274.542
Overnight	4.043	85.243
Outros	-	4.307
	223.247	364.092
	226.830	366.169

Os Certificados de Depósito Bancário (CDB) são remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Inter-bancário (CDI), divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP, que variam entre 75% a 106% conforme operação (85% a 106% em 2017).

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 6,39% (6,89% em 2017) e têm o objetivo de liquidar obrigações de curto prazo da Companhia ou serem utilizadas na compra de outros ativos de melhor remuneração para recompor o portfólio.

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

6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	2018	2017
Certificados de depósitos bancários	-	927
Letras Financeiras – Bancos	9.409	114.102
Letras Financeiras do Tesouro	4.496	278.319
Debêntures	663	15.524
Fundos vinculados	90.656	18.326
Outros	63	53
	105.287	427.251
Ativo Circulante	103.578	416.060
Ativo Não Circulante	1.709	11.191

As Letras Financeiras – Bancos (LFs) são títulos de renda fixa, pós-fixados, emitidos pelos bancos e remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação (Cetip). As LFs que compõem a carteira da Companhia possuem taxa de remuneração que variam entre 102% a 111,25% do CDI (102,10% a 112% em 2017).

As Letras Financeiras do Tesouro (LFT) 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.

Debêntures são títulos de dívida, de médio e longo prazo, que conferem a seu detentor um direito de crédito contra a companhia emissora. As debêntures possuem taxa de remuneração que variam entre 104,25% a 151% do CDI (104,25% a 161,54% do CDI em 2017).

As aplicações financeiras em títulos de partes relacionadas estão demonstradas na nota explicativa nº 26 e a classificação destes investimentos temporários, de acordo com as categorias previstas na norma contábil, está apresentada na nota explicativa nº 27.

7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS – TRANSPORTE DE ENERGIA

Descrição	Valores Correntes							Valores Renegociados					Total 2018	Total 2017
	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	286.963	-	1.961	854	6.288	12.445	(13.657)	735	8.570	126	1.400	(10.830)	294.855	303.325
Industrial	1.720	-	21.726	854	6.288	14.228	(13.657)	735	8.570	126	1.400	(10.830)	31.160	29.492
Comercial	11.243	-	735	-	-	10	-	-	-	-	-	-	11.988	8.714
Rural	-	-	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45	-
Fornec. Não Faturado	274.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	274.000	271.500
Arrecadação Processo de Classificação	-	-	(20.545)	-	-	(1.793)	-	-	-	-	-	-	(22.338)	(6.381)
Suprimento de Energia e Uso da Rede	306.880	-	156.512	1.495	395	6.333	-	15.672	-	21.575	3.530	-	512.392	549.111
Suprimento Energia Moeda Nacional	304	-	155.874	1.495	101	1.763	-	15.672	-	21.575	3.530	-	200.314	207.680
Suprimento/Encargo Rede Não Faturado	310.165	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	310.165	331.313
Arrecadação Proc. Classif. Suprimento	(6.955)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.955)	-
Encargos Uso Rede	9.656	-	638	-	294	4.570	-	-	-	-	-	-	15.158	17.471
Arrecadação Proc. Classif. Encargos de uso	(6.290)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.290)	(7.353)
Total	593.843	-	158.473	2.349	6.683	18.778	(13.657)	16.407	8.570	21.701	4.930	(10.830)	807.247	852.436

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

A provisão para perda estimada para créditos de liquidação duvidosa é considerada suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos e sua movimentação é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.109
Reversões de perdas	17.514
Saldo em 31 de dezembro de 2017	21.623
Saldo em 31 de dezembro de 2017	21.623
Constituição de provisão	2.863
Saldo em 31 de dezembro de 2018	24.486

Adiantamento de clientes

A Companhia recebeu de determinados clientes adiantamentos pela venda de energia, sendo que o saldo da obrigação referente a energia ainda não entregue está demonstrado a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2016	181.200
Adição	282.602
Baixa	(317.557)
Atualização Financeira	44.513
Saldo em 31 de dezembro de 2017	190.758
Baixa	(158.893)
Atualização Financeira	8.402
Saldo em 31 de dezembro de 2018	40.267

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

Contraparte	2018			Saldos em 2018	Saldos em 2017
	Período previsto para faturamento da energia	Índice de atualização dos valores antecipados	Quantidade de MWh a entregar		
BTG Pactual	-	1,2 a 1,57% a.m.	-	-	42.920
Deal Comercializadora	-	1,2% a.m.	-	-	772
White Martins Gases Industriais Ltda	janeiro a março de 2019	124% do CDI	71.574	40.267	147.066
				40.267	190.758

A receita de venda de energia antecipada somente será reconhecida no resultado quando ocorrer a sua efetiva entrega.

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

a) Tributos compensáveis

	2018	2017
Circulante		
ICMS a Recuperar	18.385	5.868
COFINS	4.161	2.400
PASEP	773	488
INSS	14.662	13.690
Outros	3.185	7.618
	41.166	30.064
Não Circulante		
ICMS a Recuperar	17.068	7.731
COFINS	-	451
PASEP	-	90
	17.068	8.272
	58.234	38.336

Os créditos de ICMS a recuperar, registrados no ativo não circulante, são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado e intangível e podem ser compensados em 48 meses. A transferência para o não circulante foi feita de acordo com estimativas da Administração dos valores que deverão ser realizados após dezembro de 2019.

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

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.

	2018	2017
Circulante		
Imposto de Renda	88.599	85.093
Contribuição Social	68.139	53.342
	156.738	138.435

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. TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia possui créditos tributários de imposto de renda, constituídos à alíquota de 25%, e contribuição social, constituídos à alíquota de 9%, referentes aos efeitos de diferenças temporárias relacionadas aos seguintes itens:

	2018	2017
ATIVO		
Obrigações Pós-Emprego	316.092	252.231
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	8.326	7.352
Concessão Onerosa	7.683	8.227
Provisões	472.448	399.044
Outros	6.262	13.272
	810.811	680.126
PASSIVO		
Base de Remuneração Regulatória - BRR	(135.610)	(172.292)
Ganho na Indenização sobre Ativos de Transmissão	(27.956)	(206.493)
Custo Aquisição Participações Societárias	(155.457)	(136.967)
Atualização de depósitos judiciais	(28.752)	(28.007)
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	(276.534)	-
Outros	(15.278)	(19.662)
	(639.587)	(563.421)
Total do Ativo Líquido	171.224	116.705

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

Saldo em 31 de dezembro de 2016	(17.386)
Efeitos sobre superávit atuarial alocados às demonstrações de resultados abrangentes	35.928
Efeitos sobre a BRR alocados à demonstração de resultados abrangentes	(194.772)
Efeitos alocados às demonstrações de resultados	292.935
Saldo em 31 de dezembro de 2017	116.705
Efeitos alocados às demonstrações de resultados	2.188
Efeitos sobre superávit atuarial alocados às demonstrações de resultados abrangentes	52.331
Saldo em 31 de dezembro de 2018	171.224

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 28 de março de 2019, aprovou o estudo técnico elaborado pela Diretoria de Finanças, Participações e de Relações com Investidores referente à projeção de lucros tributários societários. O referido estudo foi também submetido ao exame do Conselho Fiscal em 28 de março de 2019.

Conforme as estimativas da Companhia, os lucros tributáveis futuros permitem a realização do ativo fiscal diferido regulatório existente em 31 de dezembro de 2018, conforme abaixo:

2019	134.280
2020	128.590
2021	128.590
2022	128.590
2023	128.590
2024	32.435
2025	32.435
2026	32.435
2027	32.435
2028	32.431
	810.811

10. 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:

	2018	2017
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	958.942	(366.653)
Imposto de renda e contribuição social – despesa nominal esperada	(326.040)	124.662
Efeitos fiscais incidentes sobre:		
Juros sobre o capital próprio	17.000	-
Incentivos fiscais	5.826	5.284
Resultado de equivalência patrimonial	12.897	(56.215)
Ganho na diluição de participação societária	-	7.686
Ajuste BRR	113.650	91.114
Multas indedutíveis	(641)	(403)
Contribuições e doações indedutíveis	(1.447)	(1.108)
Outros	663	(159)
Imposto de renda e contribuição social – despesa efetiva (benefício fiscal)	(178.092)	170.861
Imposto corrente	(180.280)	(122.074)
Imposto diferido	2.188	292.935
	(178.092)	170.861
Alíquota Efetiva	18,57%	-

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

Os depósitos vinculados a litígios referem-se, principalmente, a contingências trabalhistas e obrigações fiscais.

Os principais depósitos vinculados a litígios, relativos às obrigações fiscais, referem-se ao imposto de renda na fonte sobre juros sobre capital próprio e ao Pasep/Cofins – referente à exclusão do ICMS da base de cálculo do Pasep e Cofins.

	2018	2017
Trabalhistas	29.649	29.676
Fiscais		
Imposto de renda sobre juros sobre capital próprio (JCP)	15.475	14.908
PASEP/COFINS (a)	189.922	183.606
IR/INSS - indenização do anuênio (1)	64.786	63.027
CSLL (2)	10.364	-
IPTU	18.062	6.497
Outros	1.496	4.186
	300.105	272.224
Outros		
Bloqueio judicial	731	521
Regulatórios	3.537	3.308
Outros	4.757	4.265
	9.025	8.094
	338.779	309.994

(1) Ver mais detalhes na nota explicativa nº 19 – provisões para litígios (indenização do anuênio).

(2) Depósito judicial relativo ao processo que discute a atuação referente à tributação de CSLL dos valores das doações e patrocínio de caráter cultural e artístico, das despesas com multas punitivas e de tributos com exigibilidade suspensa.

(a) Inclusão do ICMS na base de cálculo de PASEP/COFINS

Refere-se aos depósitos relacionados ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo de PASEP/Cofins. A Companhia obteve liminar para não efetuar o recolhimento e autorização para o depósito judicial a partir de 2008 e manteve esse procedimento até agosto de 2011. A partir dessa data, apesar de continuar a questionar judicialmente a base de cálculo, optou-se 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. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia reverteu a provisão no montante de R\$101.233, com efeito no resultado líquido do exercício de 2017, registrada como reversão de deduções à receita, no 4º trimestre daquele ano, remanescendo um depósito judicial no montante de R\$189.922 em 31 de dezembro de 2018 (R\$183.606 em 31 de dezembro de 2017).

Em 08 de maio de 2019, transitou em julgado decisão favorável à Companhia relativa a Ação judicial individual movida pela mesma, reconhecendo o direito de excluir o ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins, com efeito retroativo recolhimentos realizados a maior em até 5 anos anteriores a data do início da ação ocorrida em 15 de julho de 2008. O total dos créditos levantados considerando a documentação suporte existente para todo o período em questão é de R\$422.004, cujos efeitos serão registrados em suas demonstrações contábeis regulatórias do exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2019.

12. INVESTIMENTOS

O quadro abaixo apresenta os investimentos em coligadas, controladas e controladas em conjunto.

	2018	2017
Coligadas		
Madeira Energia (usina Santo Antônio)	270.090	534.761
FIP Melbourne (usina Santo Antônio)	470.022	582.504
Controladas em conjunto		
Hidrelétrica Cachoeirão	49.213	57.957
Guanhães Energia	111.838	25.018
Hidrelétrica Pipoca	30.629	26.023
Lightger	42.191	40.832
Baguari Energia	162.224	148.422
Aliança Norte (usina Belo Monte)	663.755	576.704
Amazônia Energia (usina Belo Monte)	1.012.636	866.554
Aliança Geração	1.216.860	1.242.170
Retiro Baixo	170.720	157.773
Renova	-	282.524
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	5.130	3.699
Central Eólica Praias Parajuru (1)	-	60.101
Central Eólica Volta do Rio (1)	-	67.725
Central Eólica Praias de Morgado (1)	-	50.569
Controladas		
Cemig Baguari	36	23
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.355.065	1.351.273
Cemig Geração Salto Grande S.A.	427.384	427.423
Cemig Geração Itutinga S.A.	174.089	166.823
Cemig Geração Camargos S.A.	128.214	127.070
Cemig Geração Sul S.A.	172.230	163.377
Cemig Geração Leste S.A.	118.053	113.252
Cemig Geração Oeste S.A.	68.328	67.828
Rosal Energia S.A. (2)	124.897	-
Sá Carvalho S.A. (1)	94.447	-
Horizontes Energia S.A. (2)	54.953	-
Cemig PCH S.A. (2)	92.987	-
Cemig Geração Poço Fundo S.A. (2) (3)	18.406	-
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. (2)	26.755	-
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. (2)	2.841	-
Cemig Trading S.A. (1)	28.135	-
Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (1)	145.880	-
Central Eólica Volta do Rio S.A. (1)	180.976	-
Total do Investimento	7.418.984	7.140.405

(1) Movimentações decorrentes do descruzamento de ativos entre a Companhia e a Energimp. Detalhamento da operação no tópico “Descruzamento de ativos entre Cemig GT e Energimp – Aquisição de controle” desta nota.

(2) 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.

(3) 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..

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. Este ativo está apresentado em conjunto com o valor 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:

	2016	Amortização	Baixa	2017	Adição	Amortização	Baixa	2018
Retiro Baixo	29.525	(1.181)	-	28.344	5.691	(2.069)	-	31.966
Central Eólica Praias de Parajuru (1)	19.341	(1.527)	(1.311)	16.503	51.198	(1.415)	-	66.286
Central Eólica Volta do Rio (1)	13.807	(1.010)	(1.762)	11.035	85.655	(871)	-	95.819
Central Eólica Praias de Morgado (1)	27.406	(2.055)	(1.395)	23.956	-	(1.943)	(22.013)	-
Madeira Energia (2) (Usina Santo Antônio)	157.340	(5.956)	-	151.384	-	(5.957)	(127.427)	18.000
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	56.518	(1.972)	-	54.546	-	(1.971)	-	52.575
	303.937	(13.701)	(4.468)	285.768	142.544	(14.226)	(149.440)	264.646

(1) Movimentações decorrentes do descruzamento de ativos entre a Companhia e a Energimp. Os direitos de autorização de exploração que são considerados nas demonstrações contábeis regulatórias como investimentos são classificados no balanço na rubrica intangíveis, conforme interpretação técnica ICPC 09. Detalhamento da operação no tópico “Descruzamento de ativos entre Cemig GT e Energimp – Aquisição de controle” desta nota.

(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 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:

	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. Detalhamento da operação no tópico "Descruzamento de ativos entre Cemig GT e Energimp – Aquisição de controle" desta nota;
- (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.
- (4) 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..

	31/12/2016	Equivalência Patrimonial	Aportes	Dividendos	Resultado Abrangente	Outros	31/12/2017
Hidrelétrica Cachoeirão	50.411	10.187	-	(2.641)	-	-	57.957
Guanhães Energia (1)	-	(13.099)	97.188	-	-	(59.071)	25.018
Hidrelétrica Pipoca	31.809	2.292	-	(8.078)	-	-	26.023
Madeira Energia (usina de Santo Antônio)	643.890	(109.129)	-	-	-	-	534.761
FIP Melbourne (usina de Santo Antônio)	677.182	(94.678)	-	-	-	-	582.504
Baguari Energia	162.106	16.590	-	(30.274)	-	-	148.422
Central Eólica Praias Parajuru (2)	63.307	(1.489)	-	(406)	-	(1.311)	60.101
Central Eólica Volta do Rio (2)	81.228	(11.741)	-	-	-	(1.762)	67.725
Central Eólica Praias de Morgado (2)	59.586	(7.622)	-	-	-	(1.395)	50.569
Lightger	41.543	1.858	-	(2.569)	-	-	40.832
Amazônia Energia (usina de Belo Monte)	781.022	705	84.827	-	-	-	866.554
Aliança Norte (usina de Belo Monte)	527.498	(2.352)	51.558	-	-	-	576.704
Aliança Geração	1.319.055	71.756	-	(148.641)	-	-	1.242.170
Retiro Baixo	161.848	9.688	-	(13.763)	-	-	157.773
Renova	688.625	(390.249)	18.000	-	(33.852)	-	282.524
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	2.782	(1.741)	2.658	-	-	-	3.699
Cemig Baguari	55	(32)	-	-	-	-	23
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.358.733	179.689	-	(187.149)	-	-	1.351.273
Cemig Geração Salto Grande S.A.	427.449	62.230	-	(62.256)	-	-	427.423
Cemig Geração Itutinga S.A.	163.506	37.410	-	(34.093)	-	-	166.823
Cemig Geração Camargos S.A.	122.639	31.058	-	(26.627)	-	-	127.070
Cemig Geração Sul S.A.	160.939	36.675	-	(34.237)	-	-	163.377
Cemig Geração Leste S.A.	111.343	29.707	-	(27.798)	-	-	113.252
Cemig Geração Oeste S.A.	67.805	17.011	-	(16.988)	-	-	67.828
Total do Investimento	7.704.361	(125.276)	254.231	(595.520)	(33.852)	(63.539)	7.140.405
Guanhães – passivo a descoberto de controlada em conjunto (1)	(59.071)	-	-	-	-	59.071	-
Total	7.645.290	(125.276)	254.231	(595.520)	(33.852)	(4.468)	7.140.405

(1) Passivo a descoberto revertido por meio de aportes.

(2) Reversão da retenção feita pela Cemig de 2% do preço de aquisição das ações dos Parques Eólicos, conforme sentença arbitral proferida em 2017.

A movimentação dos dividendos a receber em 2018 e 2017 está demonstrada a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2016	34.565
Proposta de dividendos feitos pelas investidas em 2017	595.520
Recebimentos	(554.605)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	75.480
Proposta de dividendos feitos pelas investidas em 2018	492.510
Recebimentos	(469.148)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	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 2018			Em 31 de dezembro de 2017		
		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	4.656.593	18,13	9.546.672	5.327.114
Controladas em conjunto							
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	100.434	49,00	35.000	118.280
Guanhães Energia	396.401.600	49,00	396.402	228.242	49,00	330.536	51.058
Hidrelétrica Pipoca	41.360.000	49,00	41.360	62.509	49,00	41.360	53.108
Baguari Energia (1)	26.157.300.278	69,39	186.573	233.793	69,39	186.573	213.895
Central Eólica Praias de Parajuru (2)	-	-	-	-	49,00	70.560	88.976
Central Eólica Volta do Rio (2)	-	-	-	-	49,00	117.230	115.694
Central Eólica Praias de Morgado (2)	-	-	-	-	49,00	52.960	54.312
Lightger	79.078.937	49,00	79.232	86.105	49,00	79.232	83.331
Aliança Norte (Usina Belo Monte)	41.437.698.407	49,00	1.206.127	1.247.307	49,00	1.119.255	1.065.628
Amazônia Energia (Usina Belo Monte) (1)	1.322.427.723	74,50	1.322.428	1.359.243	74,50	1.229.600	1.163.160
Aliança Geração	1.291.582	45,00	1.291.488	1.857.905	45,00	1.291.488	1.857.905
Retiro Baixo	222.850.000	49,90	222.850	278.065	49,90	222.850	257.880
Renova (1)	41.719.724	36,23	2.919.019	(76.489)	36,23	2.919.019	779.808
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	22.165.114	49,00	22.165	10.470	49,00	11.102	7.549
Controladas							
Cemig Baguari	306.000	100,00	306	36	100,00	1	32
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.291.423.369	100,00	1.291.423	1.395.614	100,00	1.291.423	1.391.822
Cemig Geração Salto Grande S.A.	405.267.607	100,00	405.268	440.083	100,00	405.268	440.122
Cemig Geração Itutinga S.A.	151.309.332	100,00	151.309	178.544	100,00	151.309	171.279
Cemig Geração Camargos S.A.	113.499.102	100,00	113.499	131.570	100,00	113.499	130.426
Cemig Geração Sul S.A.	148.146.505	100,00	148.147	176.424	100,00	148.147	167.571
Cemig Geração Leste S.A.	100.568.929	100,00	100.569	120.686	100,00	100.569	115.885
Cemig Geração Oeste S.A.	60.595.484	100,00	60.595	69.898	100,00	60.595	69.398
Rosal Energia S.A. (3)	46.944.467	100,00	46.944	124.897	-	-	-
Sá Carvalho S.A. (3)	361.200.000	100,00	36.833	94.447	-	-	-
Horizontes Energia S.A. (3)	39.257.563	100,00	39.258	54.953	-	-	-
Cemig PCH S.A. (3)	45.952.000	100,00	45.952	92.987	-	-	-
Cemig Geração Poço Fundo S.A.. (3) (4)	16.902.000	100,00	16.902	18.406	-	-	-
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. (3)	486.000	100,00	486	26.755	-	-	-
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A. (3)	1.000.000	100,00	1.000	2.841	-	-	-
Cemig Trading S.A. (3)	1.000.000	100,00	1.000	28.135	-	-	-
Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (2)	70.560.000	100,00	71.835	79.594	-	-	-
Central Eólica Volta do Rio S.A. (2)	117.230.000	100,00	138.867	85.157	-	-	-

(1) Controle compartilhado por acordo de acionistas;

(2) Movimentações decorrentes do descruzamento de ativos entre a Companhia e a Energimp. Detalhamento da operação no tópico “Descruzamento de ativos entre Cemig GT e Energimp – Aquisição de controle” desta nota.

(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 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.

(4) 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..

Os saldos integrais das coligadas e controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2018 e 2017, são como segue:

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)

2017	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca
Ativo					
Circulante	50.434	29.429	10.630	556.738	14.822
Caixa e Equivalentes de Caixa	46.397	5.449	7.428	54.517	5.834
Não circulante	87.278	208.511	42.442	23.593.860	94.764
Total do ativo	137.712	237.940	53.072	24.150.598	109.586
Passivo					
Circulante	9.854	18.338	1.970	2.030.334	17.448
Fornecedor	1.423	9.705	252	202.503	5.668
Não circulante	9.578	5.707	44	16.793.149	39.030
Patrimônio Líquido	118.280	213.895	51.058	5.327.115	53.108
Total do passivo e patrimônio líquido	137.712	237.940	53.072	24.150.598	109.586
Participação (%) da companhia	49,00	69,39	49,00	18,13	49,00
Valor contábil do investimento	57.957	148.422	25.018	965.881	26.023
Mais-valia da concessão	-	-	-	151.384	-
Valor contábil do investimento ajustado	57.957	148.422	25.018	1.117.265	26.023
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	39.156	63.778	-	2.971.019	28.903
Custo das vendas	(17.796)	(36.151)	(637)	(1.857.730)	(18.564)
Depreciação	(3.513)	(8.826)	-	-	(3.094)
Lucro bruto	21.360	27.627	(637)	1.113.289	10.339
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	(817.254)	(983)
Provisão para Perda	-	-	(22.468)	-	-
Receita Financeira	4.135	6.179	929	114.973	1.836
Despesa Financeira	(1.945)	(709)	(3.021)	(1.551.186)	(4.586)
Resultado operacional	23.550	33.097	(25.197)	(1.140.178)	6.606
Imposto de renda e contribuição social	(2.759)	(10.758)	-	48.676	(1.590)
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	20.791	22.339	(25.197)	(1.091.502)	5.016
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	20.791	22.339	(25.197)	(1.091.502)	5.016
Resultado Abrangente do Exercício	20.791	22.339	(25.197)	(1.091.502)	5.016

2017	Central Eólica Praias de Parajuru	Central Eólica Praias de Morgado	Central Eólica de Volta do Rio	Lightger	Amazônia Energia
Ativo					
Circulante	41.204	11.044	16.135	50.552	97
Caixa e Equivalentes de Caixa	35.373	6.595	4.704	1.201	70
Não circulante	120.747	135.773	232.818	142.146	1.163.092
Total do ativo	161.951	146.817	248.953	192.698	1.163.189
Passivo					
Circulante	26.105	89.522	126.180	30.340	29
Fornecedor	573	2.173	873	19.809	-
Não circulante	46.870	2.983	7.079	79.027	-
Patrimônio Líquido	88.976	54.312	115.694	83.331	1.163.160
Total do passivo e patrimônio líquido	161.951	146.817	248.953	192.698	1.163.189
Participação (%) da companhia	49,00	49,00	49,00	49,00	74,50
Valor contábil do investimento	43.598	26.613	56.690	40.832	866.554
Mais-valia da concessão	16.503	23.956	11.035	-	-
Valor contábil do investimento ajustado	60.101	50.569	67.725	40.832	866.554
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	20.582	14.331	22.482	41.727	-
Custos Operacionais	(15.609)	(17.372)	(29.139)	(28.341)	-
Depreciação	(9.521)	(10.004)	(16.819)	(10.564)	-
Lucro bruto	4.973	(3.041)	(6.657)	13.386	-
Despesas gerais e administrativas	(1.975)	(967)	(3.356)	(1.665)	(642)
Receita Financeira	3.471	1.857	3.116	3.837	1.595
Despesa Financeira	(6.095)	(7.943)	(11.649)	(9.121)	(5)
Resultado operacional	374	(10.094)	(18.546)	6.437	947
Imposto de renda e contribuição social	(274)	(723)	(2.644)	(2.614)	(1)
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	100	(10.817)	(21.190)	3.823	947
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	100	(10.817)	(21.190)	3.823	947
Resultado Abrangente do Exercício	100	(10.817)	(21.190)	3.823	947

2017	Renova	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
Ativo					
Circulante	31.242	23.875	621.660	516	4.954
Caixa e Equivalentes de Caixa	342	14.256	467.542	455	4.895
Não circulante	1.679.389	365.562	2.398.524	1.065.355	11.135
Total do ativo	1.710.631	389.437	3.020.184	1.065.871	16.089
	-	-	-	-	-
Passivo					
Circulante	395.295	27.182	448.128	243	1.182
Fornecedor	39.305	2.898	43.582	-	1.047
Não circulante	535.528	104.375	714.151	-	7.358
Patrimônio Líquido	779.808	257.880	1.857.905	1.065.628	7.549
Total do passivo e patrimônio líquido	1.710.631	389.437	3.020.184	1.065.871	16.089
	-	-	-	-	-
Participação (%) da companhia	36,23	49,90	45,00	49,00	49,00
Valor contábil do investimento	282.524	129.429	836.057	522.158	3.699
Mais-valia da concessão	-	28.344	-	54.546	-
Valor justo reorganização societária	-	-	406.113	-	-
Valor contábil do investimento ajustado	282.524	157.773	1.242.170	576.704	3.699
	-	-	-	-	-
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	-	67.204	919.788	-	-
Custos Operacionais	(4.484)	(33.369)	(554.751)	-	(3.844)
Depreciação	(4.484)	(10.099)	(126.553)	-	-
Lucro bruto	(4.484)	33.835	365.037	-	(3.844)
Despesas gerais e administrativas	(1.121.010)	-	(10.530)	(855)	-
Receita Financeira	3.817	2.816	29.596	85	291
Despesa Financeira	(139.273)	(12.344)	(64.844)	(6)	-
Resultado operacional	(1.260.950)	24.307	319.259	(776)	(3.553)
Imposto de renda e contribuição social	121.415	(2.526)	(103.559)	-	-
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(1.139.535)	21.781	215.700	(776)	(3.553)
	-	-	-	-	-
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(1.139.535)	21.781	215.700	(776)	(3.553)
Outros resultados abrangentes	(99.019)	-	-	-	-
Resultado Abrangente do Exercício	(1.238.554)	21.781	215.700	(776)	(3.553)

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

A Companhia possui participação direta de 8,54% e indireta de 6,97% na Madeira Energia S.A. (que possui investimento na Santo Antônio Energia S.A.) de R\$740.112 em 31 de dezembro de 2018 (R\$1.117.265 em 31 de dezembro de 2017).

No período findo em 31 de dezembro de 2018, a MESA apresentou excesso de passivos circulantes sobre ativos circulantes no montante de R\$663.103, decorrente, principalmente, de “Fornecedores”, “Adiantamento de clientes” e “Debêntures”. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a MESA conta com a readequação do fluxo de pagamentos do serviço da dívida junto ao BNDES e com contratos de venda de longo prazo que garantem regularidade em sua geração operacional de caixa, podendo contar, também, com o suporte financeiro de seus acionistas, nos termos do instrumento firmado para esta finalidade (*Equity Support Agreement*).

A MESA e sua controlada Santo Antônio Energia S.A. (“SAESA”) estão incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio. O ativo imobilizado e intangível constituídos pelos referidos gastos totalizavam, em 31 de dezembro de 2018, R\$20.787.932 (consolidado MESA), os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, estão sendo realizados por meio das receitas, sendo que todas as unidades geradoras da Usina estão em operação.

Aumentos de capital na Madeira Energia S.A.

Em 28 de agosto de 2018, em Assembleia Geral Extraordinária (AGE), foi aprovado um aumento de capital na MESA de até R\$972.512. No mesmo ato, os acionistas Furnas Centrais Elétricas S.A. (“Furnas”), Odebrecht Energia do Brasil S.A. e Caixa Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia subscreveram e integralizaram os créditos que detinham contra a MESA, no montante de R\$754.669, remanescendo um capital a subscrever de R\$217.843 relativo ao direito de subscrição da Companhia e de sua coligada indireta SAAG Investimento S.A. (“SAAG”).

Em 02 de outubro de 2018, em razão da Companhia e da SAAG não terem exercido o seu direito de subscrição no aumento de capital mencionado, a acionista Furnas Centrais Elétricas S.A. subscreveu e integralizou parcialmente as sobras verificadas, no montante de R\$85.000. Na mesma data, o Conselho de Administração da MESA homologou parcialmente o aumento de capital aprovado em 28 de agosto de 2018, no valor de R\$839.670, alterando o capital social da MESA para R\$10.386.341. As participações direta e indireta da Companhia passaram a ser, assim, de 8,44% e 6,86%, respectivamente. O total dos recursos aportados foi totalmente destinado à integralização na Santo Antônio Energia S.A.

Em AGE realizada em 03 de outubro de 2018 foi aprovado novo aumento de capital na MESA, de até R\$300.000. Na mesma data, a Companhia, a SAAG e Furnas Centrais Elétricas S.A. subscreveram ações no valor de R\$25.320, R\$26.068 e R\$124.620, respectivamente, que foram integralizadas até 05 de outubro de 2018. Após a homologação desse aumento, o capital social da MESA passou a ser de R\$10.562.350

Em AGE realizada em 29 de novembro de 2018, foi aprovado o aumento de capital na MESA de até R\$ 130.000. Os acionistas Furnas e SAAG subscreveram e integralizaram os valores de R\$55.198 e R\$2.238, respectivamente até 21 de dezembro de 2018. A Companhia não exerceu o seu direito de preferência no aumento de capital aprovado, cujo prazo encerrou-se em 29 de dezembro de 2018.

Em 31 de dezembro de 2018, o capital social subscrito da MESA, totalmente integralizado, era de R\$ 10.619.786 sendo as participações direta e indireta da Companhia de 8,54% e 6,97%, respectivamente.

FID (Fator de Disponibilidade)

Em 31 de julho de 2015, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região julgou procedente o pedido da SAESA de antecipação da tutela recursal para suspender a exigência da aplicação do Fator de Disponibilidade (FID) em relação às unidades geradoras da UHE Santo Antônio não despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Referida decisão, que determinava à Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e à Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE que adotassem os procedimentos necessários à eficácia de tal decisão nas contabilizações e liquidações da referida Câmara, foi suspensa pelo STJ e em seguida foi reestabelecida, após deferimento da medida liminar em Reclamação Constitucional no STF. No entanto, em 10 de abril de 2018 o STF negou seguimento à Reclamação Constitucional, reestabelecendo os efeitos da decisão proferida pelo STJ. Em face da decisão do STF, a CCEE, após autorização da Aneel, concordou com o parcelamento do débito referente ao Fator de Disponibilidade, no valor de aproximadamente R\$738.000, que foi registrado no passivo da SAESA na rubrica de fornecedores, e está sendo pago em 36 parcelas iguais, a partir de setembro de 2018, acrescidas de atualização monetária e juros.

Procedimento de arbitragem

Em 2014, a Companhia e a SAAG, empresa veículo através 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\$750 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\$750 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 em créditos de liquidação duvidosa (PECLD), no valor de R\$678.551, nas suas demonstrações contábeis regulatórias 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.

Renova Energia S.A. (“Renova”)

Continuidade operacional

No período findo em 31 de dezembro de 2018, a Renova apresentou prejuízos acumulados de R\$3.050.887, bem como passivos circulantes consolidados em excesso aos ativos circulantes consolidados no montante de R\$457.663, patrimônio líquido negativo de R\$76.489 e apresenta necessidade de obtenção de capital para cumprir com seus compromissos inclusive de construção dos parques eólicos e solares.

Em face do patrimônio líquido negativo da investida, a Companhia reduziu a zero o saldo contábil de sua participação na Renova, em 31 de dezembro de 2018, e não foram reconhecidas perdas adicionais, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante a investida.

Adicionalmente, a partir do agravamento da situação financeira da Renova e dos eventos ocorridos no 2º trimestre de 2019, a Companhia provisionou uma perda estimada na realização dos créditos que possuía junto a esta controlada em conjunto pelo valor integral do saldo a receber, cujo montante em 31 de dezembro de 2018 correspondia R\$445.108.

Negociações Alto Sertão III

Em 9 de abril de 2019, foi assinado, pela Renova, contrato de compra e venda de ações (“CCVA”) referente à operação de venda do Complexo Eólico Alto Sertão III para a AES Tietê Energia S.A. (“AES”). Face à não concretização de certos eventos em 2019 e que eram considerados condições precedentes e suspensivas para as negociações com a AES, a operação para a alienação do complexo Alto Sertão III foi encerrada, pois as partes não chegaram a um acordo em relação às condições comerciais da operação.

Alteração no controle da Renova

Em 15 de outubro de 2019, a Light alienou a totalidade das ações na controlada em conjunto Renova para o CG I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, sendo 7.163.074 ações ordinárias e 98 ações preferenciais, equivalentes a 17,17% do capital social dessa companhia, pelo valor de R\$1,00. 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.

Reperfilamento de dívidas junto a credores

Em 23 de julho de 2019, a Renova celebrou uma Cédula de Crédito Bancário com o banco Citibank no valor de R\$185,6 milhões para reperfilamento de dívida vencida, com prazo total de 6 anos, pagamento de juros trimestrais e carência de um ano para início do pagamento do principal.

Adicionalmente, o empréstimo ponte contraído junto ao BNDES com recursos destinados à execução das obras do complexo Eólico Alto Sertão III, no valor de R\$1.012 milhões em 30 de setembro de 2019, que venceu em 15 de outubro de 2019 e não foi liquidado estando a controlada em conjunto inadimplente com o BNDES.

Em 17 de outubro de 2019, a Renova recebeu notificação do BNDES informando que em função do vencimento do empréstimo ponte em 15 de outubro de 2019, foram executadas as cartas fianças emitidas pelos bancos Bradesco S.A., Citibank S.A., Itaú Unibanco S.A. e ABC Brasil S.A., no montante de R\$568.075.

Em razão da ocorrência de eventos de inadimplemento pelas controladas da Renova Diamantina e Chipley, os Bancos Itaú e Bradesco decretaram vencimento antecipado das CCBs e a Light S.A., na qualidade de fiadora não solidária das obrigações, efetuou um pagamento em 21 de outubro de 2019, do montante de R\$15.892.

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 nessa data pela Renova e pelas demais empresas do grupo (“Grupo Renova”), determinando, entre outras medidas: (i) nomeação da KPMG CORPORATE FINANCE 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.

Nesse contexto, em 23 de outubro de 2019, o Conselho de Administração da Renova aprovou a celebração de Contratos de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital até montante total e agregado de R\$50.000, com qualquer acionista da Companhia, até 31 de dezembro de 2019.

A Companhia, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante a controlada em conjunto Renova, concluiu que o deferimento do pedido de recuperação judicial ajuizado por esta investida não produzirá nenhum impacto adicional em suas demonstrações financeiras.

Penhora das ações da Chipley detidas pela Renova

A Renova tomou conhecimento da decisão do Juiz da 12ª Vara Cível do Foro Regional de Santo Amaro, da Comarca de São Paulo, nos autos do processo nº 100080656-2016.8.26-0002, que determinou a penhora das ações de emissão da sociedade Chipley SP Participações S.A. (“Chipley”) detidas pela Renova, em razão de dívida contraída junto ao Banco BTG Pactual S.A. A Chipley é controlada pela Renova e detém diretamente participação de 51% na empresa Brasil PCH S.A.. A Renova tem interposto todas as medidas processuais cabíveis para afastar as penhoras, que encontram-se pendentes de julgamento. Como consequência da penhora das ações o fluxo do pagamento de dividendos para a Renova encontra-se suspenso.

Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

Investidas controladas em conjunto:

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

Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas da NESA e determinados executivos desses outros acionistas. No contexto acima, o Ministério Público Federal iniciou investigações sobre irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores da NESA e de seus outros acionistas, as quais ainda estão em curso. No momento, não há como determinar os resultados das referidas investigações, e seus respectivos desdobramentos, que podem, eventualmente, trazer consequências futuras à investida, além das baixas do ativo da infraestrutura no montante de R\$183.000 registradas 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 independente 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 adicional foi efetuado. 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 que envolvem outros acionistas indiretos da Madeira Energia S.A. e determinados executivos desses outros acionistas indiretos. No contexto acima, o Ministério Público Federal 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 iterna independente.

A investigação interna independente, concluída em fevereiro de 2019, salvo novos desdobramentos futuros de eventuais acordos de leniência efetuados por terceiros que venham a ser firmados por terceiros e/ou de termos de colaboração efetuados por terceiros 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. Quaisquer alterações futuras no cenário existente terão seus impactos refletidos, apropriadamente, nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Renova Energia S.A. (“Renova”)

Desde 2017, a Renova é parte de uma investigação conduzida pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais 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 decorrência desse assunto, os órgãos de governança da Renova solicitaram a instauração de uma investigação interna relacionada a esse tema, a qual está sendo conduzida por empresa independente com o suporte de escritório de advocacia externo. Adicionalmente, foi constituído um comitê de acompanhamento que, em conjunto com o Comitê de Auditoria, acompanha a investigação interna, cujo escopo compreende a avaliação de eventual existência de irregularidades, incluindo a legislação brasileira relacionada a atos de corrupção e lavagem de dinheiro, do Código de ética e políticas de integridade da Renova.

Em 11 de abril de 2019, no âmbito da 4ª fase da operação “Descarte”, a Polícia Federal, 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 no âmbito dessa investida em períodos anteriores a 2015. As investigações da operação “E o Vento Levou” ainda estão em andamento, sendo que em 25 de julho de 2019 foi iniciada a 2ª fase, e conforme Comunicado ao Mercado publicado em 11 de abril de 2019, a Renova está em total colaboração com as autoridades no tocante a essas investigações.

Adicionalmente, em 30 de outubro de 2019, a Renova divulgou ao mercado que tomou conhecimento da lavratura de auto de infração pela Receita Federal do Brasil, com base na “Operação Descarte”, questionando a apuração de IRPJ, CSLL e o recolhimento de IRRF, supostamente devidos pela investida, compreendendo os valores de R\$ 8.037, R\$ 2.893 e R\$78.388, respectivamente, incluindo, em todos os casos, multas e juros. A Renova informou, ainda, que avaliará a fundamentação do referido auto de infração em conjunto com seus assessores jurídicos e, se for o caso, apresentará eventual impugnação no prazo regulamentar.

Em junho de 2019, a Receita Federal do Brasil já havia lavrado auto de infração contra a controlada indireta Espra, tendo como objeto contratos firmados para a prestação de serviços que supostamente não tiveram a sua devida contraprestação do serviço, havendo assim a necessidade de recolhimento de imposto de renda retido na fonte, com valor corrigido e acrescido de multa e juros estimado em aproximadamente R\$1.788. A Companhia está atendendo a todas as exigências requeridas pela ação (prazos, tempos de vistorias e inspeções, apresentando relatórios e todos os documentos requeridos), e provisionou o montante em suas demonstrações intermediárias individuais e consolidadas em 30 de setembro de 2019.

Embora exista evidência de deficiências de controles internos relacionados com certos pagamentos e arquivamento de documentação suporte de serviços prestados por terceiros, procedimentos adicionais estão sendo requeridos para determinar a existência de elementos que embasariam os itens sob investigação na investida. Como resultado, exceto pela constituição de provisão, no segundo trimestre de 2019, para auto de infração lavrado pela Receita Federal no montante de R\$1.788 na investida, nenhum efeito das investigações foi registrado nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

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 em Guanhães e na MESA.

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.

Em 11 de abril de 2019, agentes da Polícia Federal estiveram na sede da Cemig 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.

A primeira fase da investigação interna e independente da Companhia foi concluída e o relatório foi entregue em 13 de maio de 2019. Considerando o atual estágio e resultados preliminares dessa 1ª fase das investigações internas, nenhum efeito foi registrado nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia. As investigações continuam em andamento, com previsão de conclusão até o final do exercício de 2019.

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.

Investimento na Parajuru, Volta do Rio e Morgado

Em 17 de maio de 2018, foi celebrado, entre a Companhia e a Energimp S.A. (“Energimp”) o “Instrumento Particular de Transação e Outras Avenças” referente ao descruzamento das participações societárias detidas conjuntamente pela Companhia e pela Energimp nas empresas Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (“Parajuru”), Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Volta do Rio”) e Central Eólica Praia de Morgado S.A. (“Morgado”) e à quitação da dívida que a Energimp possuía junto à Companhia, mediante processo de alienação e permuta de ativos.

A dívida da Energimp junto à Companhia teve origem no descumprimento do prazo de entrada em operação dos 3 (três) parques eólicos, acordado na aquisição pela Companhia de 49% da participação nestes parques detida pela Energimp, em fevereiro de 2009. Em função desse atraso foi apurado um ajuste no preço original de aquisição com as devidas atualizações financeiras e indenizações, por meio de Procedimento Arbitral perante à Câmara de Arbitragem do Mercado, cuja sentença foi proferida em 30 de maio de 2017.

Em 20 de dezembro de 2018, mediante cumprimento das condições suspensivas previstas no “Instrumento Particular de Transação e Outras Avenças”, o descruzamento de ativos foi concluído e consistiu na aquisição pela Companhia de 51% da participação societária, detida pela Energimp, nas empresas Parajuru e Volta do Rio, as quais eram controladas em conjunto e que se tornaram, assim, suas subsidiárias integrais. Por outro lado, a Energimp passou a deter a totalidade das ações da Morgado, a partir da aquisição de 49% da participação nessa empresa, de titularidade da Companhia.

O valor total da contraprestação paga por 51% de participação em Parajuru e Volta do Rio encontra-se demonstrada a seguir:

Ajuste do preço de aquisição das investidas Volta do Rio, Parajuru e Morgado, pago em 2009	37.335
Atualização financeira do ajuste do preço de aquisição (nota 30)	76.896
Indenizações	2.108
Ajutes nos termos da negociação do descruzamento dos ativos (1)	(12.466)
Dívida da Energimp reconhecida no processo de arbitragem	103.873
Participação de 49% da Cemig GT em Morgado (2)	38.870
Valor a pagar em caixa (3)	23.953
Valor total da contraprestação paga por 51% de participação em Parajuru e Volta do Rio	166.696

- (1) atualizados de acordo com critérios específicos do acordo. Na conclusão da operação, em 20 de dezembro de 2018, foi feita a avaliação a valor justo dos ativos líquidos adquiridos, sendo apurada uma perda correspondente a diferença do valor justo dos ativos líquidos e o valor utilizado como referência na operação de descruzamento dos ativos no montante de R\$12.466;
- (2) O valor justo de Morgado para fins de descruzamento de ativos foi calculado através do fluxo de caixa descontado da investida, sendo que o valor contábil era de R\$23.292 e apurado um ganho de capital pelo ajuste a valor justo de R\$15.578;
- (3) Devolução à Energimp do excedente dado em pagamento para liquidação da dívida, sendo que R\$5.219 já foram pagos em 2018, R\$16.000 serão pagos em 2019 e R\$2.735 foram depositados em conta vinculada para garantia de eventuais contingências futuras.

Até 20 de dezembro de 2018, período anterior à aquisição, a Companhia detinha participação de 49% no capital de Parajuru e de Volta do Rio, com controle compartilhado. Dessa forma, nas demonstrações contábeis regulatórias, as informações financeiras dessas controladas em conjunto eram reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

Conforme previsto no pronunciamento contábil IFRS 3/CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios, a Companhia remensurou pelo valor justo a participação detida anteriormente, reconhecendo a diferença no resultado do exercício, conforme demonstrado a seguir:

	Parajuru	Volta do Rio	Total
Valor justo na data da transação	145.880	180.976	326.856
Participação detida pela Companhia antes da aquisição de controle	49%	49%	
Valor da participação original da Cemig GT avaliada pelo valor justo na data da aquisição	71.481	88.679	160.160
Valor contábil original	50.652	29.815	80.467
Remensuração da participação anterior de controladas adquiridas	20.829	58.864	79.693

A seguir encontra-se apresentada a alocação do valor justo da participação adquirida e da remensuração da participação anterior:

	Parajuru	Volta do Rio	Total
Valor total da contraprestação paga por 51% de participação em Parajuru e Volta do Rio	74.399	92.297	166.696
Valor da participação original avaliada pelo valor justo na data da aquisição – 49%	71.481	88.679	160.160
Total	145.880	180.976	326.856
Mais valia da infraestrutura (1)	66.286	95.820	162.106
Patrimônio líquido das empresas adquiridas	79.594	85.156	164.750
Total	145.880	180.976	326.856

- (1) Mais valia correspondente ao direito de autorização de geração de energia eólica concedido às investidas, identificável e com vida útil definida.

Os efeitos acima encontram-se apresentados no segmento operacional de geração.

Reestruturação societária de subsidiárias integrais de geração e comercialização

Em 14 de dezembro de 2018, foi aprovada pelo Conselho de Administração a reestruturação societária envolvendo a transferência de subsidiárias integrais de geração e comercialização de energia elétrica da controladora Cemig para a Companhia. Por envolver entidades sob controle comum, essa reestruturação está fora do escopo da IFRS 3/ CPC 15 (R1).

Essa transferência, que contou com a anuência prévia da Aneel, foi realizada pelo montante de R\$423.163, com base em Laudo de Avaliação patrimonial, a valores contábeis, na data-base de 30 de novembro de 2018, conforme segue:

	Patrimônio Líquido em 30/11/2018 (data-base)
Sá Carvalho S.A.	90.517
Horizontes Energia S.A.	46.482
Rosal Energia S.A.	123.490
Cemig PCH S.A.	95.330
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.	22.558
Cemig Geração Poço Fundo S.A. (1)	18.358
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada S.A.	2.774
Cemig Trading S.A.	23.654
	423.163

(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..

Conciliação do valor pago com a demonstração dos fluxos de caixa:	
Contraprestação transferida para aquisição das participações societárias	423.163
Saldo de caixa e equivalentes de caixa adquiridos na combinação de negócios	(119.847)
Valor desembolsado, líquido do caixa e equivalentes de caixa adquiridos	303.316

O acervo líquido contábil de cada uma das empresas em 30 de novembro de 2018 descritos nos laudos de avaliação está demonstrado a seguir:

	Cemig Comercializadora de Energia Incentivada	Cemig PCH	Cemig Trading	Empresa de Comercialização de Energia Elétrica	Horizontes Energia	Rosal Energia	Sá Carvalho	UTE Barreiro	Total
Ativo									
Circulante	2.946	31.243	24.363	23.447	21.752	28.056	31.109	19.257	182.173
Caixa e equivalentes de caixa	2.643	18.972	18.929	18.183	19.982	6.650	18.007	16.481	119.847
Consumidores e revendedores	-	10.958	5.281	-	1.346	18.106	6.822	1	42.514
Tributos compensáveis	-	1.312	111	17	329	1.672	379	125	3.945
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	-	-	-	-	93	61	3.401	2.530	6.085
Adiantamento a fornecedores	-	-	-	-	-	1.194	2.255	-	3.449
Outros créditos	303	1	42	5.247	2	373	245	120	6.333
Não circulante	-	65.732	-	-	33.466	104.820	124.851	754	329.623
Depósitos vinculados a litígios	-	2.702	-	-	2.138	386	7.091	744	13.061
Tributos compensáveis	-	-	-	-	-	431	355	-	786
Outros créditos	-	-	-	-	-	340	-	-	340
Imobilizado	-	63.030	-	-	31.328	103.365	117.405	10	315.138
Intangível	-	-	-	-	-	298	-	-	298
Total do ativo	2.946	96.975	24.363	23.447	55.218	132.876	155.960	20.011	511.796
Passivo									
Circulante	139	1.180	638	828	8.221	8.742	40.010	1.463	61.221
Fornecedores	111	604	-	44	7.392	6.256	12.573	251	27.231
Impostos, taxas e contribuições	5	283	21	9	648	959	2.297	824	5.046
Imposto de renda e contribuição social	18	204	615	681	83	-	10.167	312	12.080
Encargos regulatórios	-	5	-	-	3	690	676	76	1.450
Dividendos a pagar	-	-	-	-	-	-	13.574	-	13.574
Obrigações sociais e trabalhistas	-	-	-	-	-	686	553	-	1.239
Transações com partes relacionadas	-	84	-	-	89	139	140	-	452
Outras obrigações	5	-	2	94	6	12	30	-	149
Não circulante	33	465	71	61	515	644	25.433	190	27.412
Fornecedores	-	-	-	-	-	1	-	-	1
Impostos, taxas e contribuições	-	59	-	-	107	-	120	15	301
Imposto de renda e contribuição social	27	406	71	61	384	25	21.530	107	22.611
Encargos regulatórios	-	-	-	-	-	562	2.949	68	3.579
Outras obrigações	6	-	-	-	24	56	834	-	920
Patrimônio líquido	2.774	95.330	23.654	22.558	46.482	123.490	90.517	18.358	423.163
Capital social	1.000	45.952	1.000	486	39.258	46.944	36.833	16.902	188.375
Reservas de capital	-	-	-	-	-	160	-	886	1.046
Reservas de lucros	778	2.192	200	97	5.901	9.389	7.367	-	25.924
Ajustes de avaliação patrimonial	-	30.733	-	-	-	49.683	39.009	-	119.425
Lucros acumulados	996	16.453	22.454	21.975	1.323	17.314	7.308	570	88.393
Total do passivo e Patrimônio Líquido	2.946	96.975	24.363	23.447	55.218	132.876	155.960	20.011	511.796

13. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

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

Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação %	2018			2017
		Bruto	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	8,74	4.242.492	(2.360.065)	1.882.427	1.988.837
Custo histórico		4.242.492	(2.360.065)	1.882.427	1.988.837
Transmissão	3,30	5.779.668	(4.244.491)	1.535.177	1.678.326
Custo histórico		2.050.634	(914.553)	1.136.081	1.170.647
Reavaliação		3.729.034	(3.329.938)	399.096	507.679
Administração	9,02	103.434	(74.989)	28.445	29.326
Custo histórico		97.096	(69.197)	27.899	28.701
Reavaliação		6.338	(5.792)	546	625
TOTAL		10.125.594	(6.679.545)	3.446.049	3.696.489
Em curso					
Geração		87.485	-	87.485	88.261
Transmissão		134.026	-	134.026	59.862
Administração		6.560	-	6.560	4.546
TOTAL		228.071	-	228.071	152.669
TOTAL		10.353.665	(6.679.545)	3.674.120	3.849.158

Adições do Ativo Imobilizado em Curso	Material/equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Outros gastos	Total 2018
Terrenos	3.527	961	31	1.081	5.600
Reservatórios, barragens e adutoras	471	11.644	436	4	12.555
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.714	792	80	-	3.586
Máquinas e equipamentos	74.217	25.199	5.817	254	105.487
Veículos	7	-	-	-	7
A ratear	-	163	455	-	618
Transformação, fabricação e reparo de materiais	433	186	-	2	621
Material em depósito	531	-	-	-	531
Adiantamentos a fornecedores	-	8.374	-	-	8.374
Total das adições	81.900	47.319	6.819	1.341	137.379

	Valor bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor bruto em 31/12/2018	Adições líquidas (A) – (B) + (C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2018	Valor líquido em 31/12/2017	Obrig.esp. brutas 31/12/2018	Amortizaçã o acumulada 31/12/2018	Obrigaçõe s especiais líquidas 31/12/2018
ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO												
Geração	4.236.432	-	(5.995)	12.055	4.242.492	6.060	(2.360.065)	1.882.427	1.988.837	(5.957)	-	(5.957)
Terrenos	151.609	-	(4.274)	6.303	153.638	2.029	(18.121)	135.517	136.432	-	-	-
Reservatórios, barragens e adutoras	2.718.915	-	(489.560)	78	2.229.433	(489.482)	(1.196.115)	1.033.318	1.119.320	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	701.591	-	(48.535)	294	653.350	(48.241)	(384.928)	268.422	288.362	-	-	-
Máquinas e equipamentos	1.860.569	-	(657.058)	5.284	1.208.795	(651.774)	(758.327)	450.468	552.681	(5.957)	-	(5.957)
Veículos	765	-	(6)	7	766	1	(758)	8	3	-	-	-
Móveis e utensílios	2.078	-	(196)	3	1.885	(193)	(1.817)	68	84	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (1)	(1.199.095)	-	1.193.634	86	(5.375)	1.193.720	1	(5.374)	(108.045)	-	-	-
Transmissão	5.776.467	-	(20.158)	23.359	5.779.668	3.201	(4.244.491)	1.535.177	1.678.326	(198.678)	28.809	(169.869)
Terrenos	21.522	-	-	-	21.522	-	-	21.522	21.522	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	264.317	-	-	-	264.317	-	(185.114)	79.203	63.219	-	-	-
Máquinas e equipamentos	5.815.702	-	(29.934)	23.568	5.809.336	(6.366)	(4.056.333)	1.753.003	1.450.823	(198.678)	28.809	(169.869)
Veículos	2.319	-	-	(211)	2.108	(211)	(2.104)	4	12	-	-	-
Móveis e utensílios	1.452	-	(2)	2	1.452	-	(940)	512	562	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (1)	(328.845)	-	9.778	-	(319.067)	9.778	-	(319.067)	142.188	-	-	-
Administração	100.006	-	(692)	4.120	103.434	3.428	(74.989)	28.445	29.326	-	-	-
Terrenos	740	-	-	-	740	-	-	740	740	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	14.413	-	-	90	14.503	90	(8.260)	6.243	6.522	-	-	-
Máquinas e equipamentos	50.947	-	(682)	503	50.768	(179)	(36.308)	14.460	16.759	-	-	-
Veículos	28.411	-	-	3.034	31.445	3.034	(27.022)	4.423	3.015	-	-	-
Móveis e utensílios	5.495	-	(10)	493	5.978	483	(3.399)	2.579	2.290	-	-	-
Subtotal	10.112.905	-	(26.845)	39.534	10.125.594	12.689	(6.679.545)	3.446.049	3.696.489	(204.635)	28.809	(175.826)
ATIVO IMOBILIZADO EM CURSO												
Geração	88.261	33.753	(22.445)	(12.084)	87.485	(776)	-	87.485	88.261	(3.941)	-	(3.941)
Máquinas e equipamentos	1.369	15.739	-	(5.371)	11.737	10.368	-	11.737	1.369	(3.941)	-	(3.941)
Outros	86.892	18.014	(22.445)	(6.713)	75.748	(11.748)	-	75.748	86.892	-	-	-
Transmissão	59.862	97.662	(95)	(23.403)	134.026	74.164	-	134.026	59.862	(290)	-	(290)
Máquinas e equipamentos	36.725	93.519	(95)	(22.878)	107.271	70.546	-	107.271	36.725	(290)	-	(290)
Outros	23.137	4.143	-	(525)	26.755	3.618	-	26.755	23.137	-	-	-
Administração	4.547	5.964	-	(3.951)	6.560	2.013	-	6.560	4.546	-	-	-
Máquinas e equipamentos	710	1.226	-	(353)	1.583	873	-	1.583	710	-	-	-
Outros	3.837	4.738	-	(3.598)	4.977	1.140	-	4.977	3.836	-	-	-
Subtotal	152.670	137.379	(22.540)	(39.438)	228.071	75.401	-	228.071	152.669	(4.231)	-	(4.231)
TOTAL DO ATIVO IMOBILIZADO	10.265.575	137.379	(49.385)	96	10.353.665	88.090	(6.679.545)	3.674.120	3.849.158	(208.866)	28.809	(180.057)

(1) - Refere-se à contabilização dos ajustes resultantes das renovações de concessões conforme legislação vigente e contempla perda pela redução ao valor recuperável e a redução pelo valor da indenização deliberado pelo Poder Concedente.

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos imobilizados. Os contratos de concessão de geração preveem que ao final do prazo de cada concessão o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia. A Administração acredita que a indenização destes ativos será superior ao seu custo histórico, depreciado pelas respectivas vidas úteis.

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

Consórcios

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, sendo mantidos os controles no ativo imobilizado e intangível. A parcela da Companhia no consórcio é registrada e controlada individualmente nas respectivas naturezas de ativo Imobilizado e Intangível apresentadas.

	Participação na energia gerada (%)	Taxa Média Anual de Depreciação (%)	31/12/2018	31/12/2017
Em serviço				
Usina de Queimado	82,50	3,73	217.210	217.109
Depreciação acumulada			(99.287)	(90.649)
Total em operação			117.923	126.460
Em curso				
Usina de Queimado	82,50	-	603	340
Total em construção			603	340

Composição do intangível

Intangível	Taxas anuais médias de amortização %	2018			2017
		Bruto	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	10,40	36.228	(19.199)	17.029	18.173
Custo histórico		36.228	(19.199)	17.029	18.173
Transmissão	19,41	33.934	(11.939)	21.995	21.841
Custo histórico		18.251	(10.595)	7.656	7.503
Reavaliação		15.683	(1.344)	14.339	14.338
Administração	19,36	35.111	(29.234)	5.877	4.541
Custo histórico		34.426	(28.549)	5.877	4.541
Reavaliação		685	(685)	-	-
TOTAL		105.273	(60.372)	44.901	44.555
Em curso					
Geração		1.055	-	1.055	1.377
Transmissão		5.186	-	5.186	5.206
Administração		1.914	-	1.914	3.862
TOTAL		8.155	-	8.155	10.445
TOTAL		113.428	(60.372)	53.056	55.000

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Em Serviço									
Geração	36.213	-	(689)	704	36.228	15	(19.199)	17.029	18.173
Servidões	11.448	-	-	-	11.448	-	(2.165)	9.283	(6.282)
Softwares	24.765	-	(689)	704	24.780	15	(17.034)	7.746	24.455
Transmissão	33.200	-	-	734	33.934	734	(11.939)	21.995	21.841
Servidões	20.635	-	-	-	20.635	-	(180)	20.455	9.576
Softwares	12.565	-	-	734	13.299	734	(11.759)	1.540	12.265
Administração	31.622	-	-	3.489	35.111	3.489	(29.234)	5.877	4.541
Softwares	31.614	-	-	3.489	35.103	3.489	(28.712)	6.391	31.066
Outros	8	-	-	-	8	-	(522)	(514)	(26.525)
Subtotal	101.035	-	(689)	4.927	105.273	4.238	(60.372)	44.901	44.555
Em Curso									
Geração	1.377	390	-	(712)	1.055	(322)	-	1.055	1.377
Servidões	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Softwares	1.377	390	-	(712)	1.055	(322)	-	1.055	1.377
Transmissão	5.206	724	(20)	(724)	5.186	(20)	-	5.186	5.206
Servidões	1.721	-	-	-	1.721	-	-	1.721	1.721
Softwares	3.479	724	(20)	(724)	3.459	(20)	-	3.459	3.479
Outros	6	-	-	-	6	-	-	6	6
Administração	3.862	1.541	-	(3.489)	1.914	(1.948)	-	1.914	3.862
Softwares	3.813	1.505	-	(3.489)	1.829	(1.984)	-	1.829	3.813
Outros	49	36	-	-	85	36	-	85	49
Subtotal	10.445	2.655	(20)	(4.925)	8.155	(2.290)	-	8.155	10.445
TOTAL	111.480	2.655	(709)	2	113.428	1.948	(60.372)	53.056	55.000

Os ativos intangíveis, concessão onerosa e outros são amortizáveis pelo método linear e 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	2018	2017
007/97 - Transmissão - Portaria MME 120/2016 (1)	431.961	331.382
006/97 - Geração - Diversas Usinas	204.041	204.041
006/97 - Geração - Projeto Básico São Simão e Miranda - Portaria MME nº 291/2017	-	1.081.968
	635.506	1.616.895

(1) Vide maiores detalhes na nota explicativa nº 3 – Das concessões e autorizações – Concessões de transmissão

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. Os saldos contábeis correspondentes a esses ativos montam R\$204.041 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	2.258
		3.601,70	204,041

Usinas de Miranda e São Simão – projetos básicos

A Companhia recebeu, em 31 de agosto de 2018, a indenização referente aos projetos básicos das Usinas São Simão e Miranda, no montante de R\$1.139.355, conforme previsto na Portaria MME nº 291/17. Os valores indenizados foram atualizados monetariamente pela variação da Selic até a data do recebimento, conforme demonstrado abaixo.

	Miranda	São Simão	Total
Saldo líquido dos ativos do Projeto Básico em 31/12/2017	725.091	59.830	785.417
Ajuste saldo não amortizado conforme Portaria MME 291/17	59.061	183.273	242.334
Valores Portaria MME	784.152	243.103	1.027.751
Atualização	22.995	31.222	54.217
Saldo líquido dos ativos do Projeto Básico em 31/12/17	807.147	274.325	1.081.968
Atualização	44.496	12.891	57.387
Recebimentos	(851.643)	(261.434)	(1.139.355)
Saldo líquido dos ativos do Projeto Básico em 31/12/18	-	-	-

14. FORNECEDORES

	2018	2017
Suprimento e transporte de energia elétrica (1)	369.797	409.716
Materiais e serviços	66.317	44.796
	436.114	454.512

(1) As transações envolvendo partes relacionadas estão divulgadas na nota explicativa nº 26.

15. TRIBUTOS

	2018	2017
Circulante		
ICMS	13.387	57.723
PASEP	3.885	9.047
COFINS	18.742	41.748
INSS	4.046	3.522
ISSQN	1.369	900
Outros	5.024	13.098
	46.453	126.038
Não Circulante		
PASEP (1)	576	535
COFINS (1)	3.548	3.295
	4.124	3.830
	50.577	129.868

16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Data Captação Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	43.924	229	5.756.612	5.800.765				
K.F.W.	-	229	-	229	Mar-16	Sem Garantia	Euro	1,78%
Eurobonds	43.924	-	5.812.200	5.856.124	Dez-17	Aval/Fiança	USD	9,25%
(-) Custos de Transação	-	-	(21.319)	(21.319)	-	-	-	-
(+/-) Recursos antecipados	-	-	(34.269)	(34.269)	-	-	-	-
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	63.920	496.138	1.674.722	2.234.780	-	-	-	-
Consórcio Pipoca	185	-	-	185	Dez-10	Aval/Fiança	IPCA	-
Debêntures - 2ª Série - 3ª Emissão	7.721	148.640	-	156.361	Mar-12	Aval/Fiança	IPCA	6,00%
Debêntures - 3ª Série - 3ª Emissão	53.446	-	995.885	1.049.331	Mar-12	Aval/Fiança	IPCA	6,20%
Debêntures - 2ª Série - 6ª Emissão	1.159	16.081	16.082	33.322	Dez-14	Aval/Fiança	IPCA	8,07%
Debêntures - Série Única - 7ª Emissão	1.409	340.412	680.825	1.022.646	Dez-16	Ações	CDI	140,00%
(-) Custo de Transação	-	(8.995)	(18.070)	(27.065)	-	-	-	-
Dívidas com Fundo de Pensão	-	57.052	1.019.794	1.076.846	-	-	-	-
Plano de Saúde, Odontológico e Seg.Vida	-	29.176	591.459	620.635	-	-	-	-
Forluz - Reserva Contratada	-	23.432	124.108	147.540	Mar-06	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Equacionamento (déficit 2015)	-	4.444	80.973	85.417	Mai-17	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Previdência Privada	-	-	223.254	223.254	-	-	-	-

	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vencido Final	Freq. de Amortização	Sistem. Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						
							2019	2020	2021	2022	2023	2024 +	Total
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira													
K.F.W.	30/06/2019	Semestral	30/06/19	30/06/2019	Semestral	SAC	-	-	-	-	-	-	-
Eurobonds	05/06/2019	Semestral	05/12/24	05/12/2024	Outro, especificar em obs.	Bullet(final)	-	-	-	-	5.756.612	-	5.756.612
(-) Custo de Transação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21.319)	-	(21.319)
(+/-) Recursos antecipados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(34.269)	-	(34.269)
Financ. / Emprést. Moeda Nacional													
Consórcio Pipoca	N.A.	N.A.	31/12/2019	31/12/2019	Única	Bullet(final)	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 2ª Série - 3ª Emissão	15/02/2019	Anual	15/02/2019	15/02/2019	Anual	SAC	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 3ª Série - 3ª Emissão	15/02/2019	Anual	17/02/2020	15/02/2022	Anual	SAC	328.607	328.607	338.565	-	-	-	995.779
Debêntures – 2ª Série – 6ª Emissão	15/07/2019	Anual	15/07/2019	15/07/2020	Anual	SAC	16.058	-	-	-	-	-	16.058
Debêntures – Série Única - 7ª Emissão	23/01/2019	Mensal	23/01/2019	23/12/2021	Mensal	SAC	331.442	331.443	-	-	-	-	662.885
(-) Custos de Transação	-	-	-	-	-	-	(9.029)	(9.005)	(36)	-	-	-	(18.070)
Dívidas com Fundo de Pensão													
Plano de Saúde, Odontológico e Seguro de Vida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	591.459	591.459
Forluz - Reserva Contratada	31/01/2019	Mensal	31/01/2019	30/06/2024	Mensal	Price	24.838	26.328	27.908	29.583	15.451	-	124.108
Forluz - Equacionamento (déficit 2015)	13/01/2019	Mensal	13/01/2019	13/06/2031	Mensal	Price	4.711	4.993	5.293	5.611	5.947	54.418	80.973
Forluz - Previdência Privada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	223.254	223.254

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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Moedas							
Euro	229	-	-	-	-	-	229
Dólar Norte Americano	43.924	-	-	-	-	5.812.200	5.856.124
Total por Moedas	44.153	-	-	-	-	5.812.200	5.856.353
Indexadores							
IPCA (1)	227.232	344.724	328.642	338.601	-	-	1.239.199
CDI (2)	341.821	340.412	340.413	-	-	-	1.022.646
Total por Indexadores	569.053	685.136	669.055	338.601	-	-	2.261.845
(-) Custos de Transação	(8.995)	(9.029)	(9.005)	(36)	-	(21.319)	(48.384)
(+/-) Recursos antecipados	-	-	-	-	-	(34.269)	(34.269)
Total Geral	604.211	676.107	660.050	338.565	-	5.756.612	8.035.545

(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	Varição Acumulada em 2018 %	Varição Acumulada em 2017 %	Indexador	Varição Acumulada em 2018 %	Varição Acumulada em 2017 %
Dólar Norte-Americano	17,13	1,50	IPCA	3,75	2,95
Euro	11,83	15,41	CDI	6,40	9,93

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

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
Varição Monetária	43.924
Varição Cambial	579.609
Encargos Financeiros Provisionados	848.586
Amortização dos Custos de Transação	19.718
Encargos Financeiros Pagos	(856.547)
Amortização de Financiamentos	(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

Saldo em 31 de dezembro de 2016	8.643.585
Financiamentos Obtidos	3.252.374
Custos de Transação (1)	(15.530)
Juros Pagos Antecipadamente (1)	(48.097)
Financiamentos Obtidos Líquidos	3.188.747
Variação Monetária e Cambial	93.983
Encargos Financeiros Provisonados	913.275
Amortização dos Custos de Transação	28.684
Amortização dos Juros Pagos Antecipadamente	406
Encargos Financeiros Pagos	(1.080.075)
Amortização de Financiamentos	(3.473.225)
Subtotal	8.315.380
(+) FIC Pampulha - títulos emitidos pela própria Companhia	7.718
Saldo em 31 de dezembro de 2017	8.323.098

(1) Inclui dedução de tributos que não tiveram efeito caixa, no montante de R\$9.573.

A abertura dos ativos financeiros está apresentada a seguir:

	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	-	227.138	-	227.138			
Aplicações Financeiras							
CDB	-	90.349	-	90.349			
Outros	-	14.630	-	14.630			
Subtotal	-	332.117	-	332.117			
Mútuo							
Mútuo 1	-	-	238.654	238.654	Sim	CDI	155,00
Mútuo 2	-	-	93.243	93.243	Sim	CDI	155,00
Mútuo 3	-	-	113.211	113.211	Sim	CDI	155,00
Mútuo - Cemig GT (mutuante) x Cemig H (mutuário)	-	-	408.114	408.114	Sim	CDI	125,52
Ressarcimento 7º TA	-	-	51.734	51.734	Não	CDI	155,00
Cessão de contratos 12/2018	-	-	10.196	10.196	Sim	CDI	155,00
Subtotal	-	-	915.152	915.152			
Total	-	332.117	915.152	1.247.269			

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	Fair Value
Swap	Itaú/Bradesco/BTG Pactual/Goldman Sachs	07/12/17	05/12/24	VC + 9,25	142,46% do CDI	5.178.332	813.335

Composição do endividamento e dívida líquida está apresentada a seguir:

Resumo	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2018	Total 2017
Dívida Bruta	107.844	553.419	8.451.127	9.112.390	9.468.552
Financ./Emprést.Moeda Estrangeira	43.924	229	5.756.612	5.800.765	3.274.442
Financ./Emprést.Moeda Nacional	63.920	496.138	1.674.722	2.234.780	5.048.655
Fundo de Pensão	-	57.052	1.019.793	1.076.845	904.530
Intra-setoriais Corrente em Atraso	-	-	-	-	284
Tributária Corrente em Atraso	-	-	-	-	240.641
Ativos Financeiros	-	(332.117)	(915.152)	(1.247.269)	(775.093)
Alta Liquidez	-	(332.117)	-	(332.117)	(367.096)
Mútuos Ativos (Empresas Ligadas)	-	-	(915.152)	(915.152)	-
Demais Aplicações Financeiras	-	-	-	-	(407.997)
(+) Dívida Líquida I	107.844	221.302	7.535.975	7.865.121	8.693.459
(+/-) Derivativos / Fair Value	-	(813.335)	-	(813.335)	-
(+) Dívida Líquida II	107.844	(592.033)	7.535.975	7.051.786	8.693.459

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 2018.

Garantias

Em 31 de dezembro de 2018 o saldo devedor dos empréstimos e financiamentos da Companhia é garantido por sua controladora Cemig da seguinte forma:

	2018
Aval e Fiança	7.039.580
Recebíveis	300.000
Ações	695.736
Sem Garantia	229
TOTAL	8.035.545

Captações de Recursos

Financiadores	Data de Assinatura	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	Valor
Moeda Estrangeira				
Eurobonds (1)	Julho de 2018	2024	9,25%	1.946.269
(-) Custos de transação				(7.876)
(+) Recursos antecipados (2)				9.625
Total de captações				1.948.018

- (1) Em julho de 2018, a Companhia realizou a liquidação financeira da reabertura dos Eurobonds emitidos originalmente em 05 de dezembro de 2017, no montante de US\$ 500 milhões, correspondente a R\$1,946 bilhão, com cupom semestral de 9,25% a.a., e vencimento de principal em dezembro de 2024;
- (2) Antecipação de recursos para atingir a taxa de retorno até o vencimento (*Yield to Maturity*) acordado em contrato do Eurobonds.

a) 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: 5,5 em 2017 5,0 em 2018 4,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Manter índice igual ou inferior a: 4,5 em 2017 4,25 em 2018 3,5 em 2019 3,0 em 2020 2,5 em 2021	Anual e Semestral
Eurobonds (2)	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado para o Covenant	Manter índice igual ou inferior a: 5,5 em 31/12/2017 5,5 em 30/06/2018 5,0 em 31/12/2018 5,0 em 30/06/2019 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: 5,0 em 31/12/2017 5,0 em 30/06/2018 4,25 em 31/12/2018 4,25 em 30/06/2019 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	Anual e Semestral

(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 2018.

17. ENCARGOS SETORIAIS

	2018	2017
Passivo		
Reserva global de reversão – RGR	1.996	8.753
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	3.737	13.549
Conta de desenvolvimento energético – CDE	38.346	51.639
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	686	595
Prog.de incentivo às fontes altern. de energia elétrica – PROINFA	6.631	6.612
Fundo nacional de desenv. científico tecnológico - FNDCT	1.187	1.945
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	319.621	302.102
Pesquisa expansão sistema energético	732	1.111
	372.936	386.306
Passivo circulante	271.651	305.569
Passivo não circulante	101.285	80.737

18. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

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

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

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

Plano Misto de Benefícios Previdenciários (“Plano B”) – Plano de contribuição definida na fase de acumulação de recursos para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo, bem como no recebimento dos benefícios por tempo de contribuição. A contribuição das Patrocinadoras é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários (“Plano A”) – Inclui todos os participantes ativos e assistidos que optaram 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.

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 com base em 31 de dezembro de 2018.

Dívida pactuada com o fundo de Pensão - Forluz

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui registrada obrigação a pagar referente a déficits atuariais passados relacionados ao Fundo de pensão no montante de R\$147.540 (R\$163.049 em 31 de dezembro de 2017). Esse valor foi reconhecido como obrigação a pagar e está sendo amortizado até junho de 2024, através 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, estando os impactos referentes à atualização monetária e juros registrados no resultado financeiro.

Contratos 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 e 2016. Em 31 de dezembro de 2018, o montante total a ser pago pela Companhia em decorrência do déficit apurado no Plano A é de R\$85.417 (R\$64.109 em 31 de dezembro de 2017), com amortizações mensais até 2031, calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price). Os juros remuneratórios aplicáveis sobre o saldo devedor dos instrumentos são de 6% ao ano, acrescidos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA-IBGE). Na ocorrência de equilíbrio atuarial do plano antes do período de amortização integral dos contratos, a Companhia ficará dispensada do pagamento das parcelas remanescentes e os contratos serão extintos.

Em 28 de março de 2019, o Conselho de Administração da Cemig autorizou a celebração de um novo Instrumento Particular de Assunção de Dívida entre a FORLUZ e as patrocinadoras Cemig, Cemig GT e Cemig D, conforme plano de equacionamento para cobertura de déficit do Plano A relativo ao ano de 2017. O montante total a ser pago pela Companhia em decorrência do déficit de 2017 apurado no Plano A é de R\$40.356, através de 167 parcelas mensais. Os juros remuneratórios aplicáveis sobre o saldo devedor são de 6% ao ano, acrescidos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA-IBGE). Na ocorrência de equilíbrio atuarial do plano antes do período de amortização integral do contrato, a Companhia ficará dispensada do pagamento das parcelas remanescentes e o contrato será extinto.

Informações atuariais

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

2017	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentados	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Valor Presente das Obrigações	2.362.784	398.630	8.441	61.558	2.831.413
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.946.151)	-	-	-	(1.946.151)
Passivo Líquido inicial	416.633	398.630	8.441	61.558	885.262
Ajuste ao Teto de Ativo (<i>Asset Ceiling</i>)	19.269	-	-	-	19.269
Passivo Líquido no Balanço Patrimonial	435.902	398.630	8.441	61.558	904.531

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 2016	2.199.918	356.833	7.662	184.867	2.749.280
Custo do Serviço Corrente	1.286	2.539	59	772	4.656
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	221.417	37.126	798	19.260	278.601
Perdas (Ganhos) Atuariais:					
Decorrentes de mudanças nas premissas demográficas	39.024	-	-	6	39.030
Decorrentes de mudanças nas premissas financeiras	94.068	14.276	371	12.411	121.126
Decorrentes de ajustes com base na experiência	(8.623)	13.133	97	(12.273)	(7.666)
	124.469	27.409	468	144	152.490
Alterações no plano - Serviço Passado	-	-	-	(141.544)	(141.544)
Benefícios pagos	(184.306)	(25.277)	(546)	(1.941)	(212.070)
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 Obrigação 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)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2018	2.483.291	515.889	10.374	94.372	3.103.926

Em 2017, a Companhia realizou modificações no seguro de vida, que implicaram na redução do capital segurado dos aposentados em 20% a cada 5 anos, a partir de 60 anos, até o mínimo de 20%. As alterações mencionadas implicaram em uma redução de R\$141.544 nos benefícios pós-emprego registradas em 31 de dezembro de 2017, em contrapartida ao resultado.

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

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2016	1.860.778
Retorno real dos investimentos	233.600
Contribuições do Empregador	36.079
Benefícios pagos	(184.306)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2017	1.946.151
Retorno real dos investimentos	278.441
Contribuições do Empregador	40.175
Benefícios pagos	(193.169)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2018	2.071.598

Os valores reconhecidos na demonstração de resultado de 2018 e 2017 são como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação 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 Obrigação 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 cálculo atuarial	40.598	40.175	840	6.134	87.747

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do Serviço Corrente	1.286	2.539	59	772	4.656
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	221.417	37.126	798	19.260	278.601
Rendimento Sobre os Ativos do Plano	(185.467)	-	-	-	(185.467)
Custo do serviço passado	-	-	-	(141.544)	(141.544)
Despesa (Recuperação de Despesa) Total em 2017 conforme cálculo atuarial	37.236	39.665	857	(121.512)	(43.754)

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2016	357.099	356.833	7.662	184.867	906.461
Despesa Reconhecida no Resultado	37.236	39.665	857	20.032	97.790
Contribuições Pagas	(36.079)	(25.277)	(546)	(1.941)	(63.843)
Alterações no plano - Serviço Passado - ganho	-	-	-	(141.544)	(141.544)
Perdas atuariais (1)	77.646	27.409	468	144	105.667
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
				2018	2017
Passivo Circulante				57.052	52.395
Passivo Não Circulante				1.019.794	852.136

(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 benefícios pós-emprego, no montante de R\$72.335 (R\$82.993 em 2017), mais os encargos e variação monetária da dívida pactuada com a FORLUZ, no montante de R\$15.412 (R\$14.797 em 2017).

A estimativa para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2019 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do Serviço Corrente	231	3.197	76	582	4.086
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	216.300	45.813	921	8.475	271.509
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(175.137)	-	-	-	(175.137)
Estimativa da despesa total em 2019 conforme cálculo atuarial	41.394	49.010	997	9.057	100.458

A expectativa de pagamento de benefícios para o exercício de 2019 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Estimativa de pagamento de benefícios	188.834	28.522	575	3.753	221.684

A Companhia tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão no exercício de 2019 no montante de R\$41.716 para amortização de déficit do Plano A e R\$21.212 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			
9,59	11,31	12,72	12,67	16,50

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

	2018	2017
Ações	7,11%	6,71%
Títulos de Renda Fixa	71,92%	74,68%
Imóveis	4,69%	7,61%
Outros	16,28%	11,00%
Total	100,00%	100,00%

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

	2018	2017
Debêntures não conversíveis emitidas pela Companhia	192.335	185.174
Imóveis da Forluz ocupados pela Companhia	192.101	216.500
	384.436	401.674

As principais premissas atuariais são conforme segue:

	2018			2017		
	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	9,02%	9,13%	9,16%	9,48%	9,60%	9,57%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	9,02%	9,13%	9,16%	9,48%	9,60%	9,57%
Taxa anual de inflação de longo prazo	4,01%	4,01%	4,01%	4,00%	4,00%	4,00%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	4,01%	Não aplicável	5,26%	4,00%	Não aplicável	6,08%
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	Winklevoss D30%	Winklevoss D30%	AT 49 M	Winklevoss D30%	Winklevoss D30%
Crescimento real das contribuições acima da inflação (1)	-	1,00%	-	-	-	-

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

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	49.521	9.761	192	(3.398)	56.076
Agravamento da tábua de mortalidade em 1 ano	(50.382)	(9.925)	(195)	3.599	(56.903)
Decréscimo de 1% na taxa de desconto	271.278	70.905	1.427	16.905	360.515

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 2018 e 2017

19. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

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

Ações em que figura no polo passivo

A Companhia constituiu provisões para as ações 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:

	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

	2016	Adições	Reversões	Liquidações	2017
Trabalhistas	46.286	17.949	-	(15.287)	48.948
Cíveis	364	13	(113)	(13)	251
Tributárias	7.145	2.717	(816)	-	9.046
Regulatórias	50	2.739	(4)	(579)	2.206
Outras	51.451	5.193	(19.232)	(1.569)	35.843
Total	105.296	28.611	(20.165)	(17.448)	96.294

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 qualquer possibilidade de reembolsos.

A Companhia acredita que eventuais desembolsos, em excesso aos montantes provisionados, após o desfecho dos respectivos processos, 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 para os 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 valor da contingência é de, aproximadamente, R\$164.362 (R\$167.948 em 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$54.901 (R\$48.964 em 31 de dezembro de 2017) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

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\$36.391 (R\$37.328 em 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$2.874 (R\$9.046 em 31 de dezembro de 2017) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões. A redução do montante provisionado em 31 de dezembro de 2018, decorre da reavaliação da probabilidade de perda provável para possível devido à jurisprudência favorável à Companhia.

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\$21.146 (R\$23.319 em 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$2.521 (R\$2.206 em 31 de dezembro de 2017) 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\$139.844 (R\$135.707 em 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$38.412 foram provisionados (R\$36.094 em 31 de dezembro de 2017). 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\$64.786 (R\$63.027 em 31 de dezembro de 2017), registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R\$71.554 (R\$73.334 em 31 de dezembro de 2017) e, com base nos argumentos acima, 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: participação nos lucros e resultados - PLR, 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\$330.390 (R\$310.225 em 31 de dezembro de 2017). A Administração classificou a probabilidade de perda como possível tendo em vista, inclusive, a avaliação de perda na esfera judicial, fundamentada na análise 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\$76.209 (R\$126.880 em 31 de dezembro de 2017) 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 da base de cálculo da CSLL dos valores referentes às parcelas de: 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\$74.572 (R\$72.584 em 31 de dezembro de 2017). 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 é determinado que a Aneel atendesse ao pleito da distribuidora e proceda, 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\$317.460 (R\$287.515 em 31 de dezembro de 2017). A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de depositar o valor devido, em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE.

A Companhia classificou a possibilidade de perda como possível em decorrência 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.

Os pedidos da Autora (Apine) foram julgados procedentes em primeira instância, confirmando o provimento liminar concedido às suas associadas, dentre elas a Companhia e suas subsidiárias. Esta decisão confirmada no julgamento do Recurso de Apelação distribuído à 7ª Turma do TRF – 1ª Região. Contra este novo julgamento foi interposto recurso especial cuja admissibilidade aguarda apreciação.

O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$225.132 (R\$201.586 em 31 de dezembro de 2017). Apesar da decisão favorável em 1ª instância, os assessores jurídicos da Associação ainda consideraram o risco de perda desta contingência como possível, com o que a Companhia concorda uma vez que ainda não há elementos que permitam prever o resultado do julgamento do Recurso de Apelação interposto pela União Federal.

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, 0,5% 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 de índole infraconstitucional (existência de Lei Federal com objeto análogo) e matéria constitucional no que se refere à constitucionalidade ou não da norma estadual, a decisão final compete ao STJ e ao 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\$147.636 (R\$126.159 em 31 de dezembro de 2017).

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou ações civis públicas requerendo a formação de Área de Preservação Permanente (APP) no entorno do reservatório da usina hidrelétrica de Capim Branco, suspensão dos efeitos das licenças ambientais e recuperação de supostos danos ambientais. A Companhia, baseada na opinião de seus assessores jurídicos acerca das alterações ocorridas no novo código florestal e na jurisprudência relativa ao tema, classificou a probabilidade de perda nesta discussão como possível, e o valor estimado da contingência é de R\$87.159 (R\$79.378 em 31 de dezembro de 2017).

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\$10.738 (R\$64.241 em 31 de dezembro de 2017), para os quais não há saldo provisionado pois a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, classificou a probabilidade de perda como possível. A redução do saldo da contingência em 31 de dezembro de 2018 deve-se principalmente à extinção de processos judiciais em função de decisão favorável à Companhia.

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 junho 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, motivo da redução no valor estimado da diferença entre os índices de correção monetária dos processos trabalhistas, que é de R\$5.072 (R\$21.318 em 31 de dezembro de 2017). Nenhuma provisão adicional foi constituída, em decorrência da Companhia, com base na avaliação de seus assessores jurídicos, ter avaliado a probabilidade de perda como possível, em decorrência 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.

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

Composição das obrigações especiais	Amortização - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Saldo em 2018	Saldo em 2017
Em serviço		(183.589)	(21.046)	(204.635)	(202.303)
Participação da União, Estados e Municípios		(10)	-	(10)	(10)
Participação financeira do consumidor		(179.352)	(20.957)	(200.309)	(197.977)
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido		(200)	(89)	(289)	(289)
Pesquisa e desenvolvimento		(4.027)	-	(4.027)	(4.027)
(-) Amortização Acumulada - AIS	3,41%	22.891	5.917	28.808	21.986
Participação financeira do consumidor		22.836	5.874	28.710	21.898
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido		55	43	98	88
Em curso		(4.230)	-	(4.230)	(6.560)
Participação da União, Estados e Municípios		(105)	-	(105)	(105)
Participação financeira do consumidor		(121)	-	(121)	(2.453)
Pesquisa e desenvolvimento		(3.941)	-	(3.941)	(3.939)
Valores pendentes de recebimento		(63)	-	(63)	(63)
Total		(164.928)	(15.129)	(180.057)	(186.877)

Movimento das obrigações especiais	Saldo inicial em 2017	Adição	Transferências	Reavaliação	Total
Em serviço	(202.303)	-	(2.332)	-	(204.635)
Participação da União, Estados e Municípios	(10)	-	-	-	(10)
Participação Financeira do Consumidor	(197.977)	-	(2.332)	-	(200.309)
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido	(289)	-	-	-	(289)
Pesquisa e Desenvolvimento	(4.027)	-	-	-	(4.027)
(-) Amortização Acumulada - AIS	21.986	6.051	-	771	28.808
Participação Financeira do Consumidor	21.898	6.044	-	768	28.710
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido	88	7	-	3	98
Em curso	(6.560)	(2)	2.332	-	(4.230)
Participação da União, Estados e Municípios	(105)	-	-	-	(105)
Participação Financeira do Consumidor	(2.453)	-	2.332	-	(121)
Pesquisa e Desenvolvimento	(3.939)	(2)	-	-	(3.941)
Valores Pendentes de Recebimento	(63)	-	-	-	(63)
Total	(186.877)	6.049	-	771	(180.057)

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

Capital Social

Em 18 de setembro de 2018, a Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”) aprovou o aumento do capital social da Companhia em R\$762.290, por meio da integralização de reservas de lucros no montante de R\$662.290 e de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC no montante de R\$100.000, em atendimento ao art. 199 da Lei das Sociedades Anônimas.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2018, o capital social da Companhia é de R\$2.600.000 (1.837.710 em 31 de dezembro de 2017), representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas, subscritas e integralizadas, sem valor nominal, de propriedade integral da Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig.

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

Reservas de Lucros

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

	2018	2017
Reservas de lucros		
Reserva legal	170.269	140.730
Reserva de incentivos fiscais – SUDENE	45.016	45.016
Reserva de retenção de lucros societária	2.147.329	2.516.854
Absorção de prejuízos regulatórios	(416.315)	(643.176)
Reserva de retenção de lucros regulatória	1.731.014	1.873.678
	1.946.299	2.059.424

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 conforme demonstrado a seguir:

	2018	2017
Lucro líquido societário do exercício	590.783	428.459
Reserva legal – 5%	5%	5%
Reserva legal constituída	29.539	21.423

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 Receita Federal do Brasil reconheceu o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, inclusive do adicional, calculado com base no lucro da exploração na região da Sudene pelo prazo de 10 anos, a partir do ano-calendário de 2014. O lucro da exploração apurado não resultou em redução de imposto de renda no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

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 18 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração deliberou pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio em 2018 no montante de R\$50.000. Os benefícios fiscais decorrentes dos pagamentos foram de R\$17.000, reconhecidos no resultado do exercício de 2018.

O cálculo dos dividendos para os exercícios de 2018 e 2017 é conforme segue:

	2018	2017
Dividendos Obrigatórios		
Lucro líquido societário do exercício	590.783	428.459
Dividendo Obrigatório – 50% do lucro líquido societário	295.392	214.230
Imposto de Renda retido na Fonte sobre os Juros sobre o Capital Próprio	7.500	-
	302.892	214.230
Dividendos Declarados		
Juros sobre Capital Próprio	50.000	-
Dividendos Estatutários	252.892	214.230
	302.892	214.230
Dividendos por ação		
Dividendos Obrigatórios (em R\$)	0,1046	0,0740

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

Saldo em 31 de dezembro de 2017	564.230
Proposta dividendos	252.892
Declaração de JCP	50.000
IRPJ sobre JCP	(7.500)
Pagamento	(200.000)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	659.622
Saldo em 31 de dezembro de 2016	605.000
Proposta dividendos	214.230
Pagamento	(255.000)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	564.230

Destinação do Resultado Societário de 2018 - Proposta da Administração

A Assembleia Geral Ordinária, realizada em 03 de maio de 2019, aprovou a seguinte proposta de destinação do lucro líquido societário de 2018, no montante de R\$590.783 e da realização da Reserva de Ajustes de Avaliação Patrimonial no valor de R\$34.413:

- R\$29.539 sejam destinados para constituição de Reserva Legal;
- R\$50.000 para pagamento de Juros sobre o Capital Próprio;
- R\$252.892 sejam destinados ao pagamento de dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$292.765 sejam mantidos no Patrimônio Líquido na conta de Reserva de Retenção de Lucros.

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:

	2018	2017
Quantidade de Ações	2.896.785.358	2.896.785.358
Lucro societário do exercício	590.783	428.459
Lucro societário por ação – básico e diluído (em R\$)	0,2039	0,1479

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 obrigatória - BRR, cujos valores estão demonstrados na tabela abaixo:

	2018	2017
Ajustes de Passivos Atuariais – Benefícios a Empregados	(406.692)	(305.104)
Ajustes de reavaliação – BRR	263.243	334.449
Outros resultados abrangentes	(143.449)	29.345

Os ajustes dos 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.

22. RECEITA

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

a) Receita bruta

	Nº consumidores (1)		GWh (1)			
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fornecimento faturado	1.257	1.176	16.559	15.804	3.711.307	3.721.213
Industrial	646	648	13.399	13.578	3.004.036	3.151.950
Comercial	610	528	3.159	2.226	706.941	569.263
Rural	1	-	1	-	330	-
Fornecimento - não faturado	-	-	-	-	2.500	3.058
Suprimento faturado (2)	49	67	11.859	12.841	2.670.074	3.016.656
Suprimento - não faturado	-	-	-	-	(5.222)	(42.874)
Total fornecimento/suprimento	1.306	1.243	28.418	28.645	6.378.659	6.698.053
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	-	-	-	-	1.007.396	740.826
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	147.106	640.145
Serviços cobráveis (reversão)	-	-	-	-	(22)	-
Total	1.306	1.243	28.418	28.645	7.533.139	8.079.024

(1) Informações 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

A receita de uso da rede elétrica de transmissão compreende a parcela recebida dos agentes do setor elétrico referente à operação e manutenção da rede de linhas de transmissão pertencentes ao Sistema Nacional Interligado – SIN, denominada rede básica, representada pela receita anual permitida – RAP.

Receita de energia elétrica de curto prazo – transações na CCEE

A receita com transações com energia na 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.

b) Impostos e encargos incidentes sobre a receita

	2018	2017
Tributos		
ICMS	511.805	579.834
COFINS	564.004	492.050
PIS-PASEP	122.447	106.818
ISSQN	63	55
	1.198.319	1.178.757
Encargos		
Reserva global de reversão – RGR	17.064	14.721
Conta de desenvolvimento energético – CDE	153.006	72.662
PROINFA	39.971	39.437
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	23.765	31.964
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	6.885	10.564
Compensação financ. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	34.944	83.915
	275.635	253.263
	1.473.954	1.432.020

23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS

	2018	2017
Energia elétrica comprada para revenda		
Energia de curto prazo – CCEE	132.218	15.597
Energia adquirida no ambiente livre	3.996.645	4.458.436
Créditos de PASEP/COFINS	(364.584)	(364.497)
	3.764.279	4.109.536

24. CUSTOS GERENCIÁVEIS

(a) Pessoal e administradores	2018	2017
Pessoal	390.868	302.704
Remuneração	173.330	181.118
Encargos	61.295	62.854
Previdência privada - corrente	17.382	17.768
Benefício pós-emprego - prev.privada	25.185	22.439
Programa de demissão voluntária	271	6.405
Despesas rescisórias	19.604	39.472
Participação nos lucros e resultados - PLR	16.794	983
Outros benefícios - corrente	26.331	26.017
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	47.149	(80.990)
Outros	3.527	26.638
Administradores	4.482	4.357
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	4.033	4.015
Benefícios dos administradores	449	342
	395.350	307.061

Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP) - 2018

Em março de 2018, a Companhia aprovou o Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2018), com período de adesão entre 02 a 30 de abril de 2018, sendo elegíveis, sendo elegíveis para requerer a adesão os empregados que tivessem 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 previstas em lei, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação, não havendo previsão de pagamento de prêmio adicional. Em 2018, o montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2018, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$6.731, correspondente à adesão de 37 empregados.

Em 2017, o montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2017, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$49.483, correspondente à adesão, até a data mencionada, de 249 empregados.

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 previstas em lei, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação, não havendo previsão de pagamento de prêmio adicional. O PDVP 2019 teve a adesão de 78 empregados.

O montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2019, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$11.648, correspondente à adesão de 78 empregados, foi registrado no resultado do exercício de 2018.

Reabertura do Programa de Desligamento Voluntário Programado (PDVP 2019)

Em março de 2019, a Companhia aprovou a reabertura do programa de desligamento voluntário (PDVP 2019), com período de adesão de 01 a 10 de abril de 2019, com alteração dos requisitos para adesão, mantendo-se as mesmas condições financeiras. O montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2019, no primeiro trimestre de 2019, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$5.854, correspondente à adesão de 42 empregados.

b) Serviços de terceiros	2018	2017
Comunicação	3.093	3.167
Manutenção e conservação de instalações e equip. elétricos	18.891	17.060
Conservação e limpeza de prédios	23.231	23.675
Mão de obra contratada	7.936	4.325
Fretes e passagens	2.374	2.613
Hospedagem e alimentação	3.006	3.137
Vigilância	7.882	10.441
Manutenção e conservação de móveis utensílios	908	753
Tecnologia da informação	10.436	13.028
Manutenção e conservação de veículos	342	199
Energia elétrica	4.238	4.020
Meio ambiente	8.050	8.144
Limpeza de faixas	4.025	2.323
Serviços de reprografia	1.230	1.265
Serviços advocatícios e custas processuais	3.634	5.088
Outros	26.458	27.031
	125.734	126.269

c) Provisões (reversões) operacionais	2018	2017
Perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (reversão)	2.863	17.514
Perda estimada para outros créditos a receber (1)	453	8.208
Provisão (reversão) para contingências		
Trabalhistas	16.993	17.949
Cíveis	(39)	(100)
Tributárias	(6.108)	1.901
Regulatórias	330	2.735
Ambientais	27	-
Outras	2.846	(14.039)
	14.049	8.446
Variação de valor justo de derivativos		
Opção de venda SAAG (nota 12)	107.555	115.420
	124.920	149.588

(1) A perda estimada para outros créditos a receber é apresentada na demonstração de resultado como despesa operacional.

Arrendamento mercantil operacional

A Companhia possui contratos de arrendamento mercantil operacional relacionados, basicamente, a veículos e edificações prediais utilizadas em suas atividades operacionais.

25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2018	2017
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de aplicação financeira	56.667	39.133
Acréscimos moratórios sobre venda de energia	5.908	8.876
Variação Monetária	12.292	10.999
Variação Monetária s/ Depósitos judiciais e cauções	11.196	82.840
Rendas de antecipação de pagamento	18.997	38.624
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos (Swap) (nota 27)	892.643	-
Atualização financeira obtida no processo de arbitragem (1)	76.896	-
Encargos de créditos com pessoas ligadas	56.320	13.438
Outras	26.616	5.994
PASEP/COFINS sobre receitas financeiras	(12.317)	(9.296)
	1.145.218	190.608
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de empréstimos e financiamentos (nota 16)	(848.586)	(913.681)
Amortização do custo de transação (nota 16)	(19.718)	(28.684)
Variação monetária – Forluz	(15.412)	(14.797)
Variação monetária – empréstimos e financiamentos (nota 16)	(43.924)	(37.345)
Variações monetárias	(11.159)	(12.058)
Variações cambiais de empréstimos e financiamentos (nota 16)	(579.609)	(56.638)
Atualização financeira - adiantamento de clientes (nota 7)	(8.402)	(44.513)
Perdas com instrumentos financeiros derivativos (Swap) (nota 27)	-	(32.462)
Outras	(11.556)	(23.590)
	(1.538.366)	(1.163.768)
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	(393.148)	(973.160)

(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 12.

26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Controlador								
Governo do Estado de Minas Gerais								
Circulante								
ICMS – antecipação (1)	-	-	-	-	901	-	-	-
CEMIG								
Circulante								
Prestação de Serviços (2)	948	-	1.376	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	-	-	659.622	564.230	-	-	-	-
Valor a receber (3)	6.243	-	-	-	-	-	-	-
Não Circulante								
Mútuo Partes Relacionadas (4)	408.114	-	-	-	8.114	-	-	-
Controlada em conjunto								
Madeira Energia								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	5.669	-	59.302	40.162	70.491	27.130	(722.199)	(525.109)
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica (6)	2.036	20.048	-	-	3.147	1.179	-	-
Não Circulante								
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica (6)	-	2.061	-	-	-	-	-	-
Aliança Geração								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	5.785	-	-	-	(86.409)	(77.282)
Prestação de Serviço (7)	1.792	1.657	-	-	11.492	12.648	-	-
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	90.664	72.315	-	-	-	-	-	-
Norte Energia								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	130	130	-	-	15.913	9.258	-	-
Baguari Energia								
Circulante								
Prestação de Serviço (7)	211	211	-	-	898	864	-	-
Lightger								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	1.424	-	-	-	(21.132)	(19.357)
Retiro Baixo								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	-	-	-	-	(92)	(975)
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	5.718	2.581	-	-	-	-	-	-
Hidrelétrica Pipoca								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	1.303	-	-	-	(19.154)	(15.305)
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	-	584	-	-	-	-	-	-
Renova								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	515	1.744	-	-	(81.453)	(178.691)
Não Circulante								
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica (8)	87.285	-	-	-	6.793	-	-	-
Contas a receber (9)	445.108	350.200	-	-	37.355	-	-	-
Ressarcimento pela suspensão do fornecimento de energia (10)	51.734	-	-	-	51.734	-	-	-
Ressarcimento de cessão de contrato de compra e venda de energia (11)	10.196	-	-	-	10.196	-	-	-
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia (EATE)								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	192	725	-	-	(2.875)	(9.025)
Companhia Transirapé de Transmissão								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	15	43	-	-	(224)	(496)
Prestação de Serviço (7)	90	90	-	-	1.275	1.272	-	-
Light								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	374	1.128	403	404	45.419	54.350	(25)	(529)
TAESA								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (5)	-	-	1.226	3.362	-	-	(15.801)	(36.702)
Prestação de Serviço (7)	130	404	-	-	566	1.273	-	-

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Outras Partes Relacionadas								
Cemig Distribuição								
Circulante								
Convênio de Cooperação (12)	-	-	-	-	663	5.132	-	-
Operações com Energia Elétrica (5)	18.627	19.130	784	2.101	209.219	172.640	(13.516)	(30.980)
Não Circulante								
Mútuo Partes Relacionadas (13)	-	-	-	-	9.263	-	-	-
FIC Pampulha								
Circulante								
Caixa e Equivalentes	4.043	376.360	-	-	-	-	-	-
Investimentos temporários	12.859	128.833	-	-	36	2.434	-	-
(-) Títulos emitidos pela própria Companhia (Nota 19)	-	(9.471)	-	-	-	-	-	-
Não Circulante								
Investimentos temporários	1.709	11.192	-	-	-	-	-	-
FORLUZ								
Circulante								
Obrigações Pós-emprego (14)	-	-	27.876	24.632	-	-	(40.598)	(37.236)
Contribuições para Suplementação de Aposentadoria – Plano de Contribuição Definida (15)	-	-	-	-	-	-	(20.396)	(22.133)
Custeio Administrativo (16)	-	-	-	-	-	-	(6.436)	(5.817)
Arrendamento Operacional (17)	-	-	382	1.391	-	-	(13.089)	(16.380)
Não Circulante								
Obrigações Pós-emprego (14)	-	-	428.335	411.270	-	-	-	-
Cemig Saúde								
Circulante								
Plano de Saúde e odontológico (18)	-	-	26.940	25.822	-	-	(41.015)	(40.522)
Não Circulante								
Plano de Saúde e odontológico (18)	-	-	499.323	338.673	-	-	-	-

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

- Refere-se à receita financeira da antecipação de ICMS conforme Decreto nº 47.488 do Estado de Minas Gerais;
- 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 que deverá ser 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 (mais detalhes sobre esta operação na nota explicativa nº 12;
- Refere-se ao contrato de mútuo firmado entre a Companhia e sua controladora Cemig no montante de R\$400.000. Sua liquidação ocorrerá em parcela única em dezembro de 2019, 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;
- As operações de venda e compra de energia elétrica, entre geradores e distribuidores, foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal e as operações de transporte de energia elétrica, realizadas pelas transmissoras, 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 à antecipação de pagamentos de Compra e Venda de Energia Elétrica Incentivadora vincendos nos meses de janeiro a outubro de 2019, que deverá ser quitado até 09 de julho de 2019 e atualizados à taxa de 155% do CDI. As antecipações de pagamentos possuem garantias, compartilhadas entre Cemig e Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e também a projetos eólicos a serem desenvolvidos;
- A Cemig GT possui um contas a receber junto à Renova Energia, no montante total de R\$445 milhões, a ser liquidado em parcelas mensais, com o vencimento final em dezembro de 2021 e atualização financeira calculada pela variação de 150% a 155% do CDI. O contas a receber possui garantias, compartilhadas entre Cemig e Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e também a projetos eólicos a serem desenvolvidos;
- Em 20 de fevereiro de 2019, a Companhia assinou o 8º termo aditivo ao contrato de compra e venda de energia eólica celebrado junto à Renova, prorrogando o vencimento da parcela única de 10 de janeiro de 2019 para até 09 de julho de 2019. A atualização financeira é calculada com base na variação de 155% do CDI. Em 31 de dezembro de 2018, o valor a ser ressarcido pela Renova como indenização pela suspensão do fornecimento de energia do período de julho a setembro de 2018 é de R\$51.734. O valor a ser ressarcido pela Renova possui garantias, compartilhadas entre Cemig e Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e também a projetos eólicos a serem desenvolvidos;
- Em 20 de fevereiro de 2019, a Companhia assinou o contrato de ressarcimento decorrente de Termo de Cessão de compra e venda de energia do período de 01 a 31 de dezembro de 2018. O valor de R\$10.196 deverá ser quitado até 09 de julho de 2019 com atualização financeira calculada na variação de 155% do CDI. O valor a ser ressarcido pela Renova possui garantias, compartilhadas entre Cemig e Light, relacionadas à participação acionária e dividendos de investidas da Renova e também a projetos eólicos a serem desenvolvidos;
- 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 receita financeira do contrato de mútuo firmado entre a Companhia e a Cemig D no montante de R\$630.000, liquidado em novembro e dezembro de 2018, acrescido de juros no montante de R\$9.263 correspondentes a 125,52% do CDI. Como garantia, foi assinado pela Cemig D uma Nota Promissória no valor global de R\$639.110, correspondente ao montante da dívida acrescido dos juros estimados para o período de 104 dias de vigência do contrato. O mútuo teve anuência da Aneel;
- Os contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, mais juros de 6% ao ano e serão amortizados até o exercício de 2031 (vide Nota Explicativa nº 18);
- Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;
- Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade à legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia;

- (17) Aluguel das sedes administrativas da Companhia com vigência até outubro de 2020 (podendo ser prorrogado a cada 5 anos, até 2035) e fevereiro de 2019 (contrato encontra-se em processo de renovação, podendo ser prorrogado a cada 5 anos, até 2034, estando esta em negociação), reajustado anualmente pelo IPCA tendo seus preços revisados a cada 60 meses conforme preço de mercado;
- (18) Benefícios pós-emprego relativos ao plano de saúde e odontológico dos empregados (vide nota explicativa nº 18)

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 contabilizados na rubrica “Investimentos temporários” no ativo circulante e não circulante em 31 de dezembro de 2018, 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	2018	2017
				Cemig GT 0,75%	Cemig GT 26,85%
ETAU (1)	Debêntures	108,00% do CDI	01/12/2019	75	2.706
LIGHT	Nota Promissória	CDI + 3,50%	22/01/2019	54	5.375
Axxiom	Debêntures	109,00% do CDI	29/01/2017	397	-
				526	8.081

(1) ETAU – Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.

Em 31 de dezembro de 2018, a Administração acredita que não são necessárias provisões a serem reconhecidas nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia para cumprir eventuais obrigações oriundas destes avais e fianças.

Remuneração do pessoal chave da Administração

Os custos totais com o pessoal chave da administração, composto pela Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração, encontram-se dentro dos limites aprovados em Assembleia Geral e seus efeitos no resultado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 são demonstrados na tabela abaixo:

	2018	2017
Remuneração	4.030	4.014
Participação nos resultados	598	107
Benefícios assistenciais	552	341
Total	5.180	4.462

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

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	2018		2017	
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos					
Custo amortizado (1)					
Investimentos temporários	2	92.965	92.965	34.592	34.592
Consumidores, revendedores e concessionários transporte de energia	2	807.247	807.247	852.436	852.436
Adiantamentos a fornecedores	2	89.321	89.321	71.975	71.975
Valores a receber de partes relacionadas	2	927.913	927.913	357.549	357.549
Depósitos vinculados a litígios	2	338.779	338.779	309.994	309.994
Indenizações a receber – transmissão	3	431.961	431.961	331.382	331.382
		2.688.186	2.688.186	1.957.928	1.957.928
Valor justo por meio do resultado					
Equivalentes de caixa – aplicações financeiras	2	223.247	223.247	364.092	364.092
Investimentos temporários					
Certificados de depósitos bancários	2	-	-	927	927
Letras financeiras – bancos	2	7.700	7.700	109.080	109.080
Letras financeiras do tesouro	1	4.496	4.496	278.319	278.319
Debêntures	2	126	126	4.333	4.333
		235.569	235.569	756.751	756.751
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	3	743.692	743.692	8.649	8.649
Indenizações a receber – geração	3	203.545	203.545	1.285.513	1.285.513
		1.182.806	1.182.806	2.050.913	2.050.913
		3.870.992	3.870.992	4.008.841	4.008.841
Passivos					
Custo amortizado (1)					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2	(8.035.545)	(8.035.545)	(8.323.098)	(8.323.098)
Dívida pactuada com Fundo de Pensão (Forluz)	2	(147.540)	(147.540)	(163.049)	(163.049)
Equacionamento de déficit do fundo de Pensão - FORLUZ	2	(85.417)	(85.417)	(64.109)	(64.109)
Concessões a pagar	3	(18.747)	(18.747)	(21.227)	(21.227)
Fornecedores	2	(436.114)	(436.114)	(454.512)	(454.512)
Adiantamento de clientes	2	(40.267)	(40.267)	(190.758)	(190.758)
		(8.763.630)	(8.763.630)	(9.216.753)	(9.216.753)
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)	3	-	-	(41.111)	(41.111)
Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	3	(419.148)	(419.148)	(311.593)	(311.593)
		(419.148)	(419.148)	(352.704)	(352.704)
		(9.182.778)	(9.182.778)	(9.569.457)	(9.569.457)

(1) Em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017, 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 prontos 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).

Metodologia de cálculo do valor justo das posições

Indenizações a Receber – Transmissão: 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, bem como o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) utilizado pelo poder concedente, que reflete o retorno da concessionária sobre as operações de concessão. Os critérios de VNR e taxas do WACC regulatório são informações públicas divulgadas pelo Poder Concedente e pela Cemig.

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 papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de juros de mercado em reais.

Instrumentos Financeiros Derivativos

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

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

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).

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 140,53% da variação do CDI, com base nas últimas captações. Para os empréstimos, financiamentos e debêntures e para a dívida pactuada com a Forluz, com taxas anuais entre IPCA + 6,00% a 8,07%, CDI + 2,56% a 2,85%, 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 através 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 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 2018 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\$419.148 (R\$311.593 em 31 de dezembro de 2017), 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 2016	196.173
Variação do valor Justo	120.754
Reversões	(5.334)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	311.593
Variação do valor justo	107.555
Saldo em 31 de dezembro de 2018	419.148

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 4,86% a 8,86% ao ano e volatilidade entre 23% e 83% ao ano, resultando em estimativas de preço mínimo e máximo da opção de venda de R\$395.569 e R\$448.684, 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 21.

Operações de Swap

Considerando que parte dos empréstimos e financiamentos da Companhia é denominada em moeda estrangeira, esta se utiliza de instrumentos financeiros derivativos 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 2018, no montante de R\$892.643 (ajuste negativo de R\$32.462 em 31 de dezembro de 2017), registrado no resultado financeiro.

A Companhia possui um Comitê e Gestão de Riscos Financeiros criado com o objetivo de monitorar os Riscos Financeiros relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros, que afetam suas transações financeiras, e as quais poderiam afetar, negativamente, a liquidez e lucratividade. Esse Comitê objetiva, ao implementar planos de ação, a fixação de diretrizes para operação proativa no ambiente de Riscos Financeiros.

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

O quadro a seguir apresenta os instrumentos derivativos contratados pela Companhia em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

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 2018	Valor justo 2018	Valor Conforme contrato 2017	Valor justo 2017
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 150,49% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$1.000.000	679.530	626.888	50.792	(32.462)
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$ 125,52% do CDI	Juros: Semestrais Principal: dez/2024	Balcão	US\$500.000	32.781	186.447	-	-
					712.311	813.335	50.792	(32.462)

- (1) Para a emissão original de US\$1 bilhão em Eurobonds, realizada em dezembro de 2017, foi contratada uma combinação de Call Spread do principal, com isso em R\$3,25/US\$ e teti 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 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 US\$

A Companhia utiliza 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.

O valor justo apurado em dezembro de 2018 foi de R\$813.335, que seria uma referência caso a Companhia efetuasse a liquidação do derivativo em 31 de dezembro de 2018, porém os contratos de swap protegem o fluxo de caixa da empresa até o vencimento dos *bonds* em 2024 e possuem *accrued* de 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\$1,2 bilhão referente à opção (*call spread*), parcialmente compensado por R\$43 milhões referentes ao *swap*, totalizando R\$1,15 bilhão.

A Companhia mensurou os efeitos em seu resultado da redução em 25% e 50% do valor justo estimado para o cenário provável, conforme demonstrado a seguir:

	Cenário base 2018	Cenário provável	Cenário Possível Depreciação Cambial e Apreciação de Juros 25%	Cenário Remoto Depreciação Cambial e Apreciação de Juros 50%
Swap ponta ativa	5.981.249	5.933.662	4.874.919	3.921.229
Swap ponta passiva	(6.095.357)	(5.977.168)	(6.130.070)	(6.268.786)
Opção/Call Spread	927.444	1.196.040	588.372	192.526
Instrumento derivativo de hedge	813.336	1.152.534	(666.779)	(2.155.031)

Foram aplicados ao cálculo do valor justo estimado 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 alinhada com o Processo de Planejamento, o qual define os objetivos estratégicos dos negócios da Companhia.

A Companhia possui um Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros com o objetivo de implementar diretrizes e monitorar o Risco Financeiro de operações que possam comprometer a liquidez e a rentabilidade da Companhia, recomendando, quando necessário, estratégias de proteção 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 aos riscos de redução das taxas de juros nacionais, em 31 de dezembro de 2018, em função de ter mais ativos que passivos indexados à variação das taxas de juros, conforme demonstrado a seguir:

	2018	2017
Ativos		
Equivalentes de Caixa - Aplicações (nota 5)	223.247	364.092
Investimentos temporários (nota 6)	105.287	427.251
Contas a Receber – Renova (nota 26)	507.038	350.200
Mútuo com partes relacionadas (nota 26)	408.114	-
Adiantamentos a Fornecedores	89.321	71.975
Indenização da geração	203.545	1.285.513
	1.536.552	2.499.031
Passivos		
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures CDI (nota 16)	(1.022.646)	(3.748.634)
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures TJLP (nota 16)	-	(2.359)
Adiantamento de Clientes CDI (nota 7)	(40.267)	(147.066)
	(1.062.913)	(3.898.059)
Ativo (Passivo) Líquido Exposto	473.639	(1.399.028)

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2019, a taxa Selic será de 6,5%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma redução nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável. A taxa CDI acompanha a taxa Selic.

Risco – Alta nas Taxa de juros nacionais	31/12/2018	31/12/2019		
	Valor Contábil	Cenário Provável SELIC 6,50%	Cenário Possível -25% SELIC 4,88%	Cenário Remoto -50% SELIC 3,25%
Ativos				
Equivalentes de Caixa - Aplicações (nota 5)	223.247	237.758	234.141	230.503
Investimentos Temporários (nota 6)	105.287	112.131	110.425	108.709
Contas a Receber – Renova (nota 26)	507.038	539.995	531.781	523.517
Mútuo com partes relacionadas (nota 26)	408.114	434.641	428.030	421.378
Adiantamentos a Fornecedores	89.321	95.127	93.680	92.224
Geração – indenização a receber – Selic (nota 13)	203.545	216.775	213.478	210.160
	1.536.552	1.636.427	1.611.535	1.586.491
Passivos				
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures CDI (nota 16)	(1.022.646)	(1.089.118)	(1.072.551)	(1.055.882)
Adiantamento de Clientes CDI (nota 7)	(40.267)	(42.884)	(42.232)	(41.576)
	(1.062.913)	(1.132.002)	(1.114.783)	(1.097.458)
Ativo Líquido	473.639	504.425	496.752	489.033
Efeito Líquido da Variação das Taxas de Juros		30.786	23.113	15.394

Risco de Inflação

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

	2018	2017
Ativos		
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	431.961	331.382
	431.961	331.382
Passivos		
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IPCA (nota 16)	(1.239.199)	(1.343.545)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - FORLUZ (nota 18)	(147.540)	(163.049)
Equacionamento de Déficit do Fundo de Pensão - FORLUZ (nota 18)	(85.417)	(64.109)
	(1.472.156)	(1.570.703)
	(1.040.195)	(1.239.321)

Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, em 31 de dezembro de 2019, a taxa IPCA será de 4,0881%. No que se refere ao risco de redução da inflação, a Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma redução nas taxas de 25,00% e 50,00% em relação ao cenário provável.

Risco - Redução da inflação	31/12/ 2018	31/12/2019		
	Valor Contábil	Cenário Provável IPCA 4,0881%	Cenário Possível 25% IPCA 5,11%	Cenário Remoto 50% IPCA 6,13%
Ativos				
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	431.961	449.620	454.035	458.450
	431.961	449.620	454.035	458.450
Passivos				
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures- IPCA (nota 16)	(1.239.199)	(1.289.859)	(1.302.523)	(1.315.189)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - FORLUZ (nota 18)	(147.540)	(153.572)	(155.079)	(156.587)
Equacionamento de Déficit do Fundo de Pensão - FORLUZ (nota 18)	(85.417)	(88.909)	(89.782)	(90.655)
	(1.472.156)	(1.532.340)	(1.547.384)	(1.562.431)
Passivo Líquido	(1.040.195)	(1.082.720)	(1.093.349)	(1.103.981)
Efeito Líquido da Variação da inflação		(42.525)	(53.154)	(63.786)

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:

	2018		2017	
	Moeda Estrangeira	R\$	Moeda Estrangeira	R\$
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	1.511.336	5.856.124	1.007.785	3.333.149
Euro				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	52	229	1.105	4.383
Passivo Líquido Exposto	1.511.388	5.856.353	1.008.890	3.337.532

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 2019, será uma redução de 2,19% para o dólar (R\$3,8000) e uma redução de 1,12% para o Euro (R\$4,3700). 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	31/12/2018	31/12/2019		
	Valor Contábil	Cenário Provável Dólar 3,8 Euro 4,37	Cenário 25% Dólar 4,75 Euro 5,46	Cenário 50% Dólar 5,70 Euro 6,56
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	5.856.124	5.743.966	7.179.957	8.615.948
Euro				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	229	226	283	340
Passivo Líquido Exposto	5.856.353	5.744.192	7.180.240	8.616.288
Efeito Líquido da Variação Cambial		(112.161)	1.323.887	2.759.935

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, igualmente, a princípios restritivos e estabelecidos em Política de Aplicações, aprovada pelo Comitê de Riscos Financeiros, manejando seus recursos em fundos de investimento reservados de crédito privado, sem riscos de mercado, com a margem excedente aplicada diretamente em CDBs ou 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 podem ter como consequência uma redução na habilidade de obter novos financiamentos e também dificultar ou tornar mais oneroso o refinanciamento das dívidas vincendas. Nessas condições, qualquer financiamento ou refinanciamento da dívida da Companhia poderia ter taxas de juros mais altas e requereria o atendimento de cláusulas restritivas mais onerosas, o que poderia adicionalmente causar restrições nas operações dos negócios.

O fluxo de pagamentos das obrigações da Companhia, com fornecedores, dívidas pactuadas com fundo de pensão, empréstimos, financiamentos e debêntures, pós e pré-fixadas, incluindo os juros futuros até a data dos vencimentos contratuais, podem ser observadas 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	70.862	292.669	946.032	4.535.612	6.811.794	12.656.969
Concessões a pagar	207	419	1.832	8.289	13.780	24.527
Dívida Pactuada com Fundo de Pensão (FORLUZ)	2.623	5.263	24.045	141.746	19.617	193.294
Equacionamento de Déficit do Fundo de Pensão (FORLUZ)	800	1.612	7.373	43.442	108.043	161.270
	74.492	299.963	979.282	4.729.089	6.953.234	13.036.060
Pré-fixadas						
Fornecedores	479.480	5.246	-	-	-	484.726
	553.972	305.209	979.282	4.729.089	6.953.234	13.520.786

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 viabilizem o recebimento dos créditos eventualmente em atraso.

O saldo da perda estimada para créditos de liquidação duvidosa de 31 de dezembro de 2018, considerada como adequada em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia, foi de R\$24.486.

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 e é revisada periodicamente.

Essa Política avalia e dimensiona, além dos riscos de crédito das instituições, o risco de liquidez, o risco de mercado da carteira de investimentos e o risco operacional da Tesouraria.

Todas as aplicações são realizadas em títulos financeiros que têm características de renda fixa, em sua maioria atrelados ao CDI. A Companhia não realiza 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 quatro 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)
RF	Instituições cujo risco de crédito é do Governo Federal	-	Entre 6% e 9%
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 RF e 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 destas usinas, podendo acarretar em aumento de custos na aquisição de energia devido a sua substituição por fontes térmicas ou a redução de receitas devido a queda do consumo propiciado pela implementação de programas abrangentes de uso racional da energia elétrica.

Risco de Aceleração 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 2018, a Companhia encontra-se adimplente com a totalidade de suas obrigações restritivas atreladas a índices financeiros com exigibilidade de cumprimento semestral e anual. Mais detalhes na nota explicativa nº 16.

d) Administração de Capital

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

	2018	2017
Total do passivo	11.522.884	11.710.876
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	(226.830)	(366.169)
Passivo líquido	11.296.054	11.344.707
Total do patrimônio líquido	4.402.850	4.026.479
Relação passivo líquido sobre patrimônio líquido	2,57	2,82

28. 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	29/04/2018 a 29/04/2019	US\$4.385	US\$49
	Responsabilidade Civil	29/04/2018 a 29/04/2019	US\$14.000	
Almoxarifados	Incêndios	02/11/2018 a 02/11/2019	R\$21.775	R\$22
Instalações prediais	Incêndios	08/01/2019 a 08/01/2020	R\$271.446	R\$59
Equipamentos de telecomunicações (3)	Incêndios	08/01/2018 a 08/01/2019	R\$11.514	R\$5
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência de valores acima de R\$1.000.	(2)	07/12/2018 a 07/12/2019	R\$ 992.147	R\$ 1.332

(1) Valores expressos em milhares de reais.

(2) O limite de indenização (LMI) é de R\$230.662.

(3) A nova contratação do seguro está em processo administrativo.

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

29. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

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

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 em Diante	Total
Compra de Energia	3.963.302	3.041.180	3.056.640	3.813.670	3.394.364	37.159.377	54.428.533
Arrendamentos Operacionais							
(1)	16.654	15.138	4.582	-	-	-	36.374
	<u>3.979.956</u>	<u>3.056.318</u>	<u>3.061.222</u>	<u>3.813.670</u>	<u>3.394.364</u>	<u>37.159.377</u>	<u>54.464.907</u>

(1) Refere-se ao total dos pagamentos mínimos futuros não canceláveis de aluguel de frota de veículos para atividades fins, com reajuste anual pelo IGP-M, sem termos de renovação, bem como aluguel de imóveis das sedes administrativas para atividades fins (mais detalhes na nota explicativa nº 26).

30. 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	2018				2017			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Caixa e Equivalentes de Caixa		226.830	-	-	226.830	366.169	-	-	366.169
Consumidores e Revendedores	30.1.6	289.835	-	441.156	730.991	303.325	-	459.862	763.187
Concessionários - Transporte de Energia	30.1.6	512.392	-	(441.156)	71.236	549.111	-	(459.862)	89.249
Serviços em Curso	30.2.6	140.036	(140.036)	-	-	155.871	(155.871)	-	-
Tributos Compensáveis		41.166	-	-	41.166	30.064	-	-	30.064
IR e CS Recuperar		156.738	-	-	156.738	138.435	-	-	138.435
Almoxarifado Operacional	30.1.7	3.808	-	(3.808)	-	4.550	-	(4.550)	-
Investimentos Temporários	30.1.1	103.578	-	(90.656)	12.922	416.060	-	(18.326)	397.734
Ativos Financeiros da Concessão	30.2.2 30.2.4	-	180.995	-	180.995	-	456.101	-	456.101
Ativo de contrato	30.2.8	-	130.951	-	130.951	-	-	-	-
Prêmio Repactuação Risco Hidrológico		17.159	-	-	17.159	16.681	-	-	16.681
Despesas Pagas Antecipadamente	30.1.9	19.811	-	(19.811)	-	1.201	-	(1.201)	-
Dividendos a Receber		98.842	-	-	98.842	-	-	-	-
Adiantamentos a fornecedores		2.036	-	-	2.036	69.914	-	-	69.914
Instrumentos Financeiros Derivativos		69.643	-	-	69.643	-	-	-	-
Outros Ativos Circulantes	30.1.1 30.1.7 30.1.9	40.344	-	114.275	154.619	115.160	-	24.077	139.237
Total do Circulante		1.722.218	171910	-	1.894.128	2.166.541	300.230	-	2.466.771
Bens Destinados à Alienação	30.1.2	4.326	-	(4.326)	-	6.820	-	(6.820)	-
Não Circulante									
Consumidores		5.020	-	-	5.020	-	-	-	-
Tributos Compensáveis		17.068	-	-	17.068	8.272	-	-	8.272
Tributos Diferidos	30.2.10	171.224	(171.224)	-	-	116.705	(116.705)	-	-
Depósitos Judiciais e Cauções		338.779	-	-	338.779	309.994	-	-	309.994
Investimentos Temporários		1.709	-	-	1.709	11.191	-	-	11.191
Valores a receber de partes relacionadas		927.913	-	-	927.913	357.549	-	-	357.549
Adiantamento a Fornecedores		87.285	-	-	87.285	2.061	-	-	2.061
Prêmio Repactuação Risco Hidrológico		22.981	-	-	22.981	35.060	-	-	35.060
Serviços em curso	30.2.6	47.235	(47.235)	-	-	-	-	-	-
Bens e Direitos para Uso Futuro	30.1.8	853	-	(853)	-	853	-	(853)	-
Indenização pela Concessão Receber	30.2.2 30.2.3	635.506	(635.506)	-	-	1.616.895	(1.616.895)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		743.692	-	-	743.692	8.649	-	-	8.649
Outros Ativos Não Circulantes	30.1.2 30.1.8	53.765	1	5.179	58.945	52.202	-	7.673	59.875
Investimentos	30.2.1	7.418.984	69.457	-	7.488.441	7.140.405	69.457	-	7.209.862
Ativo Financeiro da Concessão	30.2.2 30.2.4	-	1.931.521	-	1.931.521	-	3.920.494	-	3.920.494
Ativo de Contrato	30.2.8	-	998.359	-	998.359	-	-	-	-
Imobilizado	30.2.2 30.2.3 30.2.4	3.674.120	(1.648.915)	-	2.025.205	3.849.158	(1.693.311)	-	2.155.847
Intangível	30.2.2 30.2.3 30.2.4	53.056	(22.341)	-	30.715	55.000	(22.360)	-	32.640
Total do Não Circulante		14.199.190	474.117	4.326	14.677.633	13.563.994	540.680	6.820	14.111.494
Ativo Total		15.925.734	646.027	-	16.571.761	15.737.355	840.910	-	16.578.265

b) Conciliação do passivo societário e regulatório

	Nota	2018				2017			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Fornecedores		436.114	-	-	436.114	454.512	-	-	454.512
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		604.211	-	-	604.211	1.610.356	-	-	1.610.356
Obrigações Sociais e Trabalhistas	30.1.3	78.484	-	(16.741)	61.743	49.554	-	(1.007)	48.547
Benefício Pós-Emprego		57.052	-	-	57.052	52.395	-	-	52.395
Impostos, Taxas e Contribuições		46.453	-	-	46.453	126.038	-	-	126.038
Encargos Setoriais	30.2.6	271.651	(140.036)	-	131.615	305.569	(155.871)	-	149.698
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		659.622	-	-	659.622	564.230	-	-	564.230
Adiantamento de clientes		40.267	-	-	40.267	190.758	-	-	190.758
Outros Passivos Circulantes	30.1.3	56.159	-	16.741	72.900	53.727	-	1.007	54.734
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		-	-	-	-	12.596	-	-	12.596
Total do Circulante		2.250.013	(140.036)	-	2.109.977	3.419.735	(155.871)	-	3.263.864
Não Circulante									
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		7.431.334	-	-	7.431.334	6.712.742	-	-	6.712.742
Benefício Pós-Emprego		1.019.794	-	-	1.019.794	852.136	-	-	852.136
Tributos		4.124	-	-	4.124	3.830	-	-	3.830
Provisão para Litígios		97.793	-	-	97.793	96.294	-	-	96.294
Instrumentos Financeiros – Opções de Venda		419.148	-	-	419.148	311.593	-	-	311.593
Encargos Setoriais	30.2.6	101.285	(47.237)	-	54.048	80.737	-	-	80.737
Tributos Diferidos	30.2.10	-	436.071	-	436.071	-	416.305	-	416.305
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		-	-	-	-	28.515	-	-	28.515
Outros Passivos Não Circulantes		19.336	-	-	19.336	18.417	-	-	18.417
Obrig. Vinculadas à Concessão do Serv. Público de Energia Elétrica	30.2.4	180.057	(180.057)	-	-	186.877	(186.877)	-	-
Total do Não Circulante		9.272.871	208.777	-	9.481.648	8.291.141	229.428	-	8.520.569
Total do Passivo		11.522.884	68.741	-	11.591.625	11.710.876	73.557	-	11.784.433
Patrimônio Líquido									
Capital Social		2.600.000	-	-	2.600.000	1.837.710	-	-	1.837.710
Ajustes de avaliação patrimonial	30.2.2 30.2.3 30.2.9 30.2.10	(143.449)	160.971	-	17.522	29.345	124.177	-	153.522
Reservas de Lucros	30.2.1 30.2.7 30.2.10	1.946.299	416.315	-	2.362.614	2.059.424	643.176	-	2.702.600
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	-	-	-	100.000	-	-	100.000
Total do Patrimônio Líquido		4.402.850	577.286	-	4.980.136	4.026.479	767.353	-	4.793.832
Total Passivo e Patrimônio Líquido		15.925.734	646.027	-	16.571.761	15.737.355	840.910	-	16.578.265

c) Conciliação do resultado societário e regulatório

	Nota	2018				2017			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
RECEITA		7.533.139	(299.937)	427.069	7.660.271	8.079.024	(184.978)	699.526	8.593.572
Fornecimento de Energia Elétrica		3.713.807	-	-	3.713.807	3.724.271	-	-	3.724.271
Suprimento de Energia Elétrica		2.664.852	-	-	2.664.852	2.973.782	-	-	2.973.782
Energia Elétrica de Curto Prazo		147.106	-	-	147.106	640.145	-	-	640.145
Disponibilização Sistema de Transmissão	30.1.5 30.2.2	1.007.396	(408.583)	(18.888)	579.925	740.826	(264.163)	(9.363)	467.300
Receita de Construção	30.2.5	-	95.712	-	95.712	-	24.827	-	24.827
Receita de Indenização da Transmissão	30.1.11	-	-	250.375	250.375	-	-	373.217	373.217
Receita de Indenização da Geração	30.2.7	-	-	55.332	55.332	-	-	271.607	271.607
Receita de Atualização do ativo financeiro	30.2.2	-	12.934	-	12.934	-	54.358	-	54.358
Outras receitas	30.1.4 30.1.12	(22)	-	140.250	140.228	-	-	64.065	64.065
TRIBUTOS	30.1.4	(1.198.319)	-	(11.588)	(1.209.907)	(1.178.757)	-	(11.096)	(1.189.853)
ICMS		(511.805)	-	-	(511.805)	(579.834)	-	-	(579.834)
PIS-PASEP		(122.447)	-	(1.635)	(124.082)	(106.818)	-	(1.575)	(108.393)
COFINS		(564.004)	-	(7.532)	(571.536)	(492.050)	-	(7.253)	(499.303)
ISS		(63)	-	(2.421)	(2.484)	(55)	-	(2.268)	(2.323)
ENCARGOS		(275.635)	-	-	(275.635)	(253.263)	-	-	(253.263)
Pesquisa e Desenv. – P&D		(23.765)	-	-	(23.765)	(31.964)	-	-	(31.964)
Reserva Global de Reversão – RGR		(17.064)	-	-	(17.064)	(14.721)	-	-	(14.721)
Conta de Desenvolv. Econômico – CDE		(153.006)	-	-	(153.006)	(72.662)	-	-	(72.662)
Comp.Financ.Util.Recur. Hídricos - CFUHR		(34.944)	-	-	(34.944)	(83.915)	-	-	(83.915)
Tx. Fisc. de Serv Energia Elétrica – TFSEE		(6.885)	-	-	(6.885)	(10.564)	-	-	(10.564)
PROINFA		(39.971)	-	-	(39.971)	(39.437)	-	-	(39.437)
RECEITA LÍQUIDA		6.059.185	(299.937)	415.481	6.174.729	6.647.004	(184.978)	688.430	7.150.456
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS		(3.969.348)	-	-	(3.969.348)	(4.434.806)	-	-	(4.434.806)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(3.764.279)	-	-	(3.764.279)	(4.109.536)	-	-	(4.109.536)
Encargo Transm., Conexão e Distribuição		(176.403)	-	-	(176.403)	(314.899)	-	-	(314.899)
Matéria-Prima e Ins. Prod. Energia Elétrica		(28.666)	-	-	(28.666)	(10.371)	-	-	(10.371)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		2.089.837	(299.937)	415.481	2.205.381	2.212.198	(184.978)	688.430	2.715.650
CUSTOS GERENCIÁVEIS		(745.403)	184.153	(415.481)	(976.731)	(1.480.415)	1.268.867	(688.430)	(899.978)
Pessoal e Administradores		(395.350)	-	-	(395.350)	(307.061)	-	-	(307.061)
Materiais		(11.404)	-	-	(11.404)	(11.993)	-	-	(11.993)
Serviços de Terceiros		(125.734)	-	-	(125.734)	(126.269)	-	-	(126.269)
Arrendamentos e Aluguéis		(22.175)	-	-	(22.175)	(19.827)	-	-	(19.827)
Seguros		(2.887)	-	-	(2.887)	(3.413)	-	-	(3.413)
Doações, Contribuições e Subvenções		(4.613)	-	-	(4.613)	(3.580)	-	-	(3.580)
Provisões		(124.920)	-	-	(124.920)	(149.588)	-	-	(149.588)
Provisão para perda na alienação de bens e direitos	30.1.10	(10.536)	-	10.536	-	(37.680)	-	37.680	-
Perdas na Alienação de Bens e Direitos	30.1.10	(26.149)	-	26.149	-	(7.450)	-	7.450	-
(-) Recuperação de Despesas		1.287	-	-	1.287	1.999	-	-	1.999
Tributos		(1.294)	-	-	(1.294)	(1.562)	-	-	(1.562)
Depreciação e Amortização	30.2.2 30.2.3	(279.996)	133.802	-	(146.194)	(232.033)	73.883	-	(158.150)
Custo de Construção	30.2.5	-	(95.712)	-	(95.712)	-	(24.827)	-	(24.827)
Gastos Diversos	30.1.10 30.2.3	(25.066)	(1.679)	(36.685)	(63.430)	(49.127)	(2.548)	(45.130)	(96.805)
Indenização da Transmissão	30.2.7	100.578	149.797	(250.375)	-	(874.086)	1.247.303	(373.217)	-
Indenização da Geração	30.1.11 30.2.3	57.387	(2.055)	(55.332)	-	296.551	(24.944)	(271.607)	-
Outras Rec. Operacionais	30.1.4 30.1.12	125.469	-	(109.774)	15.695	44.704	-	(43.606)	1.098
RESULTADO ATIVIDADE		1.344.434	(115.784)	-	1.228.650	731.783	1.083.889	-	1.815.672
Equivalência Patrimonial		7.656	-	-	7.656	(125.276)	-	-	(125.276)
Equivalência Patrimonial Remensuração de participação anterior de adquiridas		55.390	-	-	55.390	(125.276)	-	-	(125.276)
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos		(127.427)	-	-	(127.427)	-	-	-	-
Resultado Financeiro		(393.148)	-	-	(393.148)	(973.160)	-	-	(973.160)
Receitas Financeiras		1.145.218	-	-	1.145.218	190.608	-	-	190.608
Despesas Financeiras		(1.538.366)	-	-	(1.538.366)	(1.163.768)	-	-	(1.163.768)
Resultado Antes dos Impostos		958.942	(115.784)	-	843.158	(366.653)	1.083.889	-	717.236
Impostos sobre o resultado	30.2.10	(178.092)	(74.283)	-	(252.375)	170.861	(459.638)	-	(288.777)
Resultado do Exercício		780.850	(190.067)	-	590.783	(195.792)	624.251	-	428.459

d) Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Nota	2018	2017
Patrimônio líquido societário		4.980.136	4.793.832
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Reavaliação - custo atribuído	30.2.3	(642.748)	(694.894)
Base de remuneração regulatória - BRR	30.2.2	(172.472)	(64.576)
Bonificação pela outorga - BO	30.2.1	(69.457)	(69.457)
	30.2.2		
Ajustes de indenização da geração e da transmissão	30.2.3	(1.464.392)	(1.276.717)
	30.2.7		
Ajuste de avaliação patrimonial (BRR)	30.2.9	571.325	571.325
Amortização do ativo financeiro conforme recebimento	30.2.7	593.839	234.630
Tributos - IR/CS	30.2.10	606.619	532.336
Patrimônio líquido regulatório		4.402.850	4.026.479

e) Conciliação do resultado líquido societário e regulatório

	Nota	2018	2017
Resultado do exercício - societário		590.783	428.459
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Custo atribuído	30.2.3	31.135	2.548
Remuneração do ativo financeiro	30.2.2	408.583	264.163
Baixa BRR	30.2.2	(2.457)	-
Depreciação - reavaliação do custo atribuído	30.2.3	21.011	22.248
Depreciação - base de remuneração regulatória (BRR)	30.2.2	(105.439)	(66.598)
Depreciação - remuneração do ativo financeiro	30.2.2	(49.374)	(29.533)
	30.2.3		
Ajustes indenização a receber da transmissão e da geração	30.2.7	(187.675)	(1.276.717)
Impostos (IR/CS)	30.2.10	74.283	459.638
Total dos ajustes de práticas contábeis		190.067	(624.251)
Resultado do exercício - regulatório		780.850	(195.792)

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 não 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 Almoxarifado operacional

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

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

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 de bens e direitos (Provisão para redução ao valor recuperável)

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 7.2.21 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 são apresentados como receitas operacionais.

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 do 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, em observância ao MCSE (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 registradas 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 a técnica de funcionamento 7.2.98 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 de 2017, 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 - Reavaliação Regulatória Compulsória - RTP

Em 2017 a Companhia reconheceu, na contabilidade regulatória, o valor da parcela dos ativos ainda não amortizados para fins de indenização, conforme estabelecido no Despacho Aneel nº 2.181/2016.

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.

31. EVENTOS SUBSEQUENTES

Pré-pagamento de dívidas

Em 24 de julho de 2019, a Companhia realizou a amortização extraordinária, no valor de R\$125 milhões, de sua 7ª emissão de debêntures simples, com vencimento final em dezembro de 2021.

Prorrogação e celebração TARDs - Renova

Em 20 de fevereiro de 2019 a Companhia e a Renova assinaram o 1º aditivo ao TARD 01/2018 e o 8º aditivo ao TARD 047/2016, prorrogando os pagamentos a serem realizados pela Renova para até 09 de julho de 2019, atualizados a 155% do CDI desde a data do vencimento original até a data da efetiva quitação.

Na mesma data foram assinados novos TARDs, para reconhecimento de dívidas contraídas pela Renova no montante total de R\$139.483, cuja liquidação está prevista para até 09 de julho de 2019 atualizada a 155% do CDI.

Adicionalmente, a Companhia possuía um Contas a Receber com a Renova, no valor de R\$688 milhões em 30 de junho de 2019, com atualização financeira calculada pela variação de 150% a 155% do CDI e vencimento final em dezembro de 2021. Considerando o patrimônio líquido negativo e as incertezas relacionadas ao processo de reestruturação financeira da Investida, foi registrada no segundo trimestre de 2019 uma perda estimada na realização dos créditos pelo valor integral do saldo a receber.

Contribuições Previdenciárias – Participação nos Lucros e Resultados

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos e judiciais contra a Companhia, relativos 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 e/ou por entender que os valores questionados já encontravam-se dentro do prazo de decadência.

Diante disso, foi reconhecida em setembro de 2019, uma provisão de contingência tributária no montante de R\$258.625 decorrente de processos administrativos e judiciais contra a Companhia, relativamente as contribuições previdenciárias sobre o pagamento de Participação nos Lucros e Resultados (PRL).

(Original assinado pelos signatários abaixo)

Cledorvino Belini
Diretor Presidente

Dimas Costa
Diretor Cemig Comercialização

**Maurício Fernandes Leonardo
Júnior**
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores

Paulo Mota Henriques
Diretor Cemig Geração e Transmissão

Daniel Faria Costa
Diretor Cemigpar

Ronaldo Gomes de Abreu
Diretoria sem denominação
específica

Luciano de Araújo Ferraz
Diretor de Regulação e Jurídico

Leonardo George de Magalhães
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

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

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 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.

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir, intitulada “Base para opinião com ressalva”, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Cemig Geração e Transmissão S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Base para opinião com ressalva

Conforme divulgado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, os investimentos que a Companhia detém nas empresas mencionadas na referida nota explicativa, registrados pelo método de equivalência patrimonial, foram mensurados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatórios financeiros, utilizadas na elaboração das suas demonstrações financeiras societárias. Conseqüentemente, o saldo dos investimentos em 31 de dezembro de 2018 nessas empresas, no montante de R\$ 7.418.984 mil, e o respectivo resultado de equivalência patrimonial no montante de R\$ 55.390 mil para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, estão mensurados por outras práticas contábeis que não aquelas estabelecidas no MCSE. Portanto, não nos foi possível, por procedimentos de auditoria, concluir sobre a existência de possíveis ajustes sobre o saldo desses investimentos e seu resultado de equivalência patrimonial registrados nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, bem como sobre as respectivas divulgações.

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 e suas controladas, de acordo com os princípios.

éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Ênfases

Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Cemig Geração e Transmissão S.A. a cumprir os requisitos da ANEEL. Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme mencionado na nota explicativa 12 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 de seus outros acionistas e determinados executivos da Companhia, da sua controladora 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. Neste momento, não é possível prever os desdobramentos futuros decorrentes destes processos de investigação interna e conduzidas pelas autoridades públicas, nem seus eventuais efeitos reflexos sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia e suas controladas. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Risco de continuidade da controlada em conjunto Renova Energia S.A.

Conforme divulgado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, em 16 de outubro de 2019, foi deferido nos termos da Lei nº11.101/05 o pedido de recuperação judicial ajuizado pela controlada em conjunto Renova Energia S.A. e por algumas de suas controladas. Conforme a referida Lei a controlada em conjunto deverá apresentar em juízo no prazo improrrogável de 60 (sessenta) dias da publicação da decisão que deferiu o pedido, Plano de Recuperação que deverá ser submetido a assembleia geral de credores em prazo que não excederá 180 (cento e oitenta) dias contados do diferimento do processamento da recuperação judicial. A controlada em conjunto está em fase de elaboração do referido plano não tendo mensurado, 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 2018, apresenta capital circulante líquido negativo. 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 está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

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

Infraestrutura e indenização pela concessão a receber

Conforme divulgado na nota 13 às demonstrações contábeis regulatórias, em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui registrado ativo imobilizado, intangível e indenização a receber relacionados às concessões de transmissão e geração nos montantes de R\$ 3.674.120 mil, R\$ 53.056 mil e R\$ 635.506 mil, respectivamente, que representam a infraestrutura da concessão.

No caso da transmissão, a infraestrutura da concessão será recuperada através dos valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à Remuneração Anual Permitida (“RAP”) durante o prazo da concessão e através da indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão.

No caso da geração, o ativo da indenização pela concessão a receber representa a parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não foi completamente amortizada ao final do prazo de concessão, e será indenizada pelo poder concedente.

O valor dos investimentos aplicados na infraestrutura a serviço da concessão de transmissão é parte essencial na metodologia aplicada pelo poder concedente para definição da RAP, nos termos e prazos do Contrato de Concessão. Adicionalmente, a avaliação da indenização pela concessão a receber leva em consideração a remuneração pela taxa interna de retorno do projeto e da parcela da indenização a ser recebida no retorno dos ativos ao poder concedente. A definição de quais gastos são elegíveis e que devem ser capitalizados como custo da infraestrutura é passível de julgamento por parte da Administração.

Adicionalmente, a determinação dos gastos que se qualificam como investimento na infraestrutura da concessão de geração também impacta diretamente a avaliação da indenização pela concessão a receber, que representa a parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não foi completamente amortizado ao final do prazo de concessão, e conseqüentemente será indenizada pelo poder concedente. Devido às especificidades atreladas ao processo de capitalização e avaliação subsequente de gastos com infraestrutura, além da magnitude dos montantes envolvidos, consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros, a avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles internos implementados pela Companhia sobre a contabilização dos investimentos em infraestrutura, incluindo o rateio dos custos indiretos, as políticas estabelecidas pela Companhia para tal contabilização e sua aplicabilidade às normas contábeis e regulatórias vigentes, e a comparação dos custos com os dados históricos e os padrões observáveis da indústria.

Como parte de nossos procedimentos recalculamos também o valor da indenização pela concessão a receber registrado pela Companhia e confrontamos os inputs relacionados ao cálculo com informações externas de mercado e critérios estabelecidas pelo poder concedente, além de avaliar as variações ocorridas nas últimas revisões tarifárias. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que estão consistentes com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as estimativas preparadas pela Administração, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 13, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Redução ao valor recuperável dos investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

Conforme divulgado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia possui investimentos registrados pelo método de equivalência patrimonial no montante de R\$7.418.984 mil e determina anualmente, ou sempre que aplicável, a necessidade de reconhecer alguma perda adicional por redução ao valor recuperável do investimento líquido total da Companhia nas investidas. Em 2018, como resultado dessa análise, a Companhia entendeu existir indicativos de desvalorização dos investimentos diretos e indiretos que possuiu na Madeira Energia S.A., Norte Energia S.A., Guanhões Energia S.A. e Renova Energia S.A. e, conseqüentemente, procedeu com a análise e identificação do seu valor recuperável, reconhecendo eventuais perdas, quando aplicável.

Esse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a relevância dos saldos dos ativos da Companhia e de suas controladas, o grau de subjetividade das estimativas de valor justo utilizadas pela Administração e a existência de certas circunstâncias específicas relacionadas a atrasos na entrada em operação e risco de continuidade de algumas investidas e controladas em conjunto.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros (i) a análise de informações internas e externas que pudessem indicar desvalorização significativa dos investimentos registrados pelo método de equivalência patrimonial, tais como histórico de recebimento de dividendos e variação do valor de suas ações cotadas em bolsa (quando aplicável); (ii) análise do processo, controles e premissas utilizadas pela Administração para identificação de indicativos de *impairment* e cálculo do seu valor recuperável líquido, quando aplicável; (iii) envolvimento dos nossos especialistas de *valuation* para nos auxiliar na análise das premissas e cálculo para determinação do valor recuperável dos seus ativos, quando aplicável; e (iv) 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 a avaliação de perda por redução ao valor recuperável de investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos que os critérios e premissas de valor recuperável dos investimentos adotados pela Administração, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 12, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

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

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante.

Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Em decorrência do assunto descrito na seção "Base para opinião com ressalva", concluímos que as outras informações também podem apresentar distorção relevante pela mesma razão com relação aos valores e outros aspectos descritos na referida seção.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos 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.

- Obtemos 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.
- Concluimos 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.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstância 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, 05 de novembro de 2019.

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, 28 de outubro de 2019

Concessionária: Cemig Geração e Transmissão S.A.

Cledorvino Belini
Diretor Presidente

**Maurício Fernandes Leonardo
Júnior**
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores

Leonardo George de Magalhães
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