ENGIE Brasil Energia S.A.

Relatório da Administração

e Demonstrações Contábeis
dos Exercícios de

2019 e 2018

CNPJ: 02.474.103/0001-19
NIRE: 42 3 0002438-4
R. Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064
Agronômica - Florianópolis – SC
CEP 88025-255

EGIE 3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
BM&FBOVESPA A Nova Bolsa
ISEB3
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
2019

ÍNDICE

Relatório da Administração ... 3
Balanços Patrimoniais ... 54
Demonstrações dos Resultados ... 56
Demonstrações dos Resultados Abrangentes ... 57
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido ... 58
Demonstrações dos Fluxos de Caixa ... 59
Demonstrações dos Valores Adicionados ... 61
Nota 1 – Contexto operacional ... 63
Nota 2 – Apresentação das demonstrações contábeis ... 67
Nota 3 – Sumário das principais práticas contábeis ... 70
Nota 4 – Caixa e equivalentes de caixa ... 83
Nota 5 – Contas a receber de clientes ... 84
Nota 6 – Estoques ... 85
Nota 7 – Depósitos vinculados ... 85
Nota 8 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar ... 86
Nota 9 – Depósitos judiciais ... 87
Nota 10 – Ativo financeiro de concessão ... 87
Nota 11 – Ativo de contrato ... 88
Nota 12 – Outros ativos ... 90
Nota 13 – Investimentos ... 90
Nota 14 – Imobilizado ... 103
Nota 15 – Intangível ... 110
Nota 16 – Fornecedores ... 111
Nota 17 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros ... 112
Nota 18 – Empréstimos e financiamentos ... 123
Nota 19 – Debêntures ... 129
Nota 20 – Operações de arrendamento ... 133
Nota 21 – Concessões a pagar ... 136
Nota 22 – Imposto de renda e contribuição social a pagar ... 138
Nota 23 – Outras obrigações fiscais e regulatórias ... 138
Nota 24 – Obrigações trabalhistas ... 138
Nota 25 – Provisões ... 139
Nota 26 – Obrigações com benefícios de aposentadoria ... 146
Nota 27 – Imposto de renda e contribuição social diferidos ... 150
Nota 28 – Outros passivos ... 153
Nota 29 – Patrimônio líquido ... 153
Nota 30 – Dividendos e juros sobre o capital próprio ... 157
Nota 31 – Conciliação da receita operacional líquida ... 159
Nota 32 – Detalhamento dos gastos operacionais por natureza ... 159
Nota 33 – Resultado financeiro ... 161
Nota 34 – Conciliação dos tributos, no resultado ... 161
Nota 35 – Transações com partes relacionadas ... 163
Nota 36 – Informações por segmento ... 167
Nota 37 – Seguros ... 169
Nota 38 – Compromissos de longo prazo ... 171
Nota 39 – Informações complementares ao fluxo de caixa ... 173
Nota 40 – Eventos subsequentes ... 173
Declaração dos Diretores da Companhia ... 174
Conselho de Administração ... 175
Diretoria Executiva ... 175
Departamento de Contabilidade ... 175
Relatório dos Auditores Independentes ... 176
Parecer do Conselho Fiscal ... 182

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") submete para apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2019 e 2018, em conformidade com as práticas contábeis internacionais e também as adotadas no Brasil. Acompanham este documento o relatório dos Auditores Independentes e o parecer do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2019. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente Relatório da Administração cumpre a exigência da Lei n° 6.404/76 e segue recomendações do Parecer de Orientação CVM n° 15, de 28.12.1987, da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). É prioritariamente destinado aos acionistas da Companhia, estando, porém, à disposição para acesso público nos websites da ENGIE Brasil Energia, da CVM e da B3, sendo ainda publicado em mídia no estado onde está localizada a sede da Companhia – Santa Catarina – de acordo com a legislação brasileira.

Em complemento a este documento, a Companhia publica, ao final de abril, o Relatório de Sustentabilidade, com conteúdo mais abrangente, desenvolvido conforme as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI).

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Fiel ao propósito de contribuir para o progresso harmonioso da sociedade, a ENGIE Brasil Energia segue empenhada em entregar resultados consistentes no presente, ao mesmo tempo em que avança na construção, coletiva, de uma sociedade que alie desenvolvimento e bem comum. Estamos comprometidos em impulsionar essa transformação, cientes de que a criação do futuro passa por mudar a forma como se produz e se consome energia. As conquistas da Companhia em 2019 confirmam o impacto positivo desse compromisso.

O ano foi marcado por um ambiente mais favorável ao desenvolvimento dos negócios no país, em virtude da aprovação de medidas estruturantes fundamentais à retomada do crescimento econômico, tais como a Reforma da Previdência. As perspectivas promissoras conferem a segurança necessária à nossa estratégia de crescimento. A partir dessa premissa, ingressamos na cadeia de valor do gás natural, ao adquirirmos a Transportadora Associada de Gás (TAG), em parceria com uma subsidiária da ENGIE S.A e a *Caisse de dépôt et placement du Québec* (CDPQ). O negócio, que exigiu investimento dos sócios da ordem de R$ 35 bilhões e envolveu diversas instituições financeiras, foi o maior em mais de 20 anos de atuação da ENGIE no Brasil – dimensão justificada por nossa crença quanto ao papel fundamental que o gás desempenhará na transição energética brasileira, primeiramente como recurso que amplia a flexibilidade de um sistema com maior peso de fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, e mais amplamente, por seus múltiplos usos na cadeia produtiva.

Com a TAG iniciamos um novo ciclo, ancorado na credibilidade conquistada pela Companhia em duas décadas de atuação no setor elétrico. Consolidamos, assim, nossa posição como uma plataforma de investimentos em infraestrutura de energia, alinhados à proposta de diversificar nossa atuação. Agregou-se a esse movimento, ao final do ano, outra aquisição importante: a Novo Estado Energia, detentora de concessão para construção, operação e manutenção de 1,8 mil quilômetros de linhas de transmissão de energia nos estados do Pará e Tocantins.

Como verificado em anos anteriores, o êxito nos novos negócios foi acompanhado de entregas consistentes. No âmbito financeiro, atingimos lucro líquido de R$ 2.311,1 milhões, praticamente estável em relação ao obtido no ano anterior, em virtude, majoritariamente, do impacto dos juros e correções monetárias das dívidas assumidas para viabilizar a expansão recente, o que tende a ser suavizado nos próximos exercícios. A geração de caixa, representada pelo Ebitda, foi bastante positiva: R$ 5.163,1 milhões – aumento de 18,2% frente ao ano passado – atribuível à contribuição dos ativos adquiridos ou que entraram em operação no período, ao desempenho positivo das usinas já operantes, à indenização recebida por descumprimentos contratuais durantes as obras da Usina Termelétrica Pampa Sul, bem como à gestão eficiente do portfólio e custos, que caracterizam a disciplina financeira responsável pela solidez do desempenho da Companhia.

Na implantação, destaque para a entrada em operação do Conjunto Eólico Umburanas fase I, na Bahia – um projeto ousado, devido ao curto prazo de implantação proposto, e concluído em tempo recorde, com orçamento inferior ao previsto, o que reafirma a eficiência da Companhia na construção de seus empreendimentos. O Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, somado ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, em operação comercial desde dezembro de 2018, compõem o maior *cluster* eólico da ENGIE Brasil Energia no país, com investimento total somado de R$ 3,5 bilhões. Nesse contexto, cabe destacar ainda o início das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul, no Paraná, com cerca de mil quilômetros de extensão, bem como o início da construção do Conjunto Campo Largo em sua fase II, integralmente viabilizada por mais de 60 contratos firmados, de forma antecipada, com clientes do mercado livre – um ciclo virtuoso, no qual a venda prévia de energia viabiliza a construção do empreendimento que, por sua vez, permite ampliar a capacidade instalada e atender novos clientes.

E para estar cada vez mais próximos dos clientes, intensificamos, em 2019, o projeto *Go To Market*, dedicado a aperfeiçoar o relacionamento e as estratégias de atuação com esse grupo de *stakeholders*. Em complemento, reforçamos o entendimento de que ao adquirir energia da ENGIE Brasil Energia, nossos clientes se integram a uma cadeia de valor que tem na responsabilidade socioambiental seu principal diferencial – nada mais justo, portanto, que também se apropriem do impacto positivo de nosso negócio no meio ambiente e nas comunidades. Exemplos disso são as parcerias firmadas com a L'Oréal Brasil e Grupo Claro, para fornecimento de energia renovável.

Todas as mudanças que procuramos alavancar na sociedade não podem ser alcançadas sem o cuidado integral às pessoas que compõem nosso time. Em 2019, tornamos ainda mais robusta nossa vigilância quanto à saúde e à segurança dos colaboradores, com foco na identificação e na correção de situações de risco. Como resultado, tivemos mais um ano sem acidentes fatais. Em outra frente, impulsionamos a promoção da diversidade, com destaque para a busca pela igualdade de gênero. Dessa forma, aderimos aos "Princípios de Empoderamento das Mulheres" (WEPs), uma iniciativa da Organização das Nações Unidas (ONU), que representa o nosso comprometimento de longo prazo para que o tema se torne um valor compartilhado pela Companhia.

Cientes de que o diálogo é a chave para o compartilhamento de valor, nos dedicamos à escuta de diferentes partes interessadas, especialmente colaboradores, fornecedores, clientes, comunidades e investidores. Além de nossas interações cotidianas, promovemos eventos e painéis de engajamento em diferentes regiões do Brasil, a fim de captar as percepções dos *stakeholders* acerca de nossa atuação e quanto ao nosso potencial de contribuição ao desenvolvimento sustentável. O resultado dessas interações torna mais ricos e assertivos nossos planos de ação, especialmente as iniciativas socioambientais, tendo como base as demandas genuínas daqueles que estão próximos aos negócios.

O olhar cuidadoso aos interesses de cada parte interessada tem guiado, também, o processo de descarbonização da Companhia, que inclui a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em Santa Catarina, e da Usina Termelétrica Pampa Sul, no Rio Grande do Sul – que entrou em operação em junho de 2019. Além de garantir uma negociação justa, considerando o valor dos ativos, estamos empenhados em assegurar que os novos operadores estejam atentos às pessoas envolvidas e ao meio ambiente, como a ENGIE Brasil Energia sempre esteve.

Ainda que a descarbonização apresente desafios complexos, a transição energética se mostra acelerada, agora puxada pelo mercado consumidor, cada vez mais consciente do impacto ambiental e climático de fontes não renováveis. Revela-se, assim, um caminho sem volta, que demanda estratégias, investimentos e efetiva capacidade de execução. Ao mesmo tempo, exige que a regulamentação do setor se modernize com celeridade. No Brasil, há consenso quanto à necessidade de adaptação das regras, a exemplo da redução de subsídios para fontes não convencionais, a fim de evitar distorções do mercado, que levam a condições inadequadas de competitividade. Apesar das questões regulatórias não terem avançado na agenda legislativa em 2019, estamos confiantes de que, dada relevância, a pauta se torne prioritária em 2020.

Na ENGIE Brasil Energia, a sustentabilidade segue como prioridade, em todos os seus aspectos. No horizonte, está a ampliação e consolidação de nossa posição como uma provedora de infraestrutura de energia. Com o olhar mais à frente, estamos atentos ao vencimento de algumas de nossas concessões em 2028, bem como das concessões de outros operadores que estão por expirar – e que podem representar oportunidades no mercado, assim como foram as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, na região Sudeste, adquiridas em 2017.

Acreditamos no Brasil e estamos trabalhando, todos os dias, para construir prosperidade – a fim de "garantir vidas plenas e prósperas, em harmonia com a natureza", conforme sugere a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, proposta pela ONU. A mudança necessária ao futuro da sociedade passa pela relação das pessoas com a energia. Uma transformação que estamos liderando, com consistência e ousadia.

Boa leitura!

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini

Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS CONQUISTADOS EM 2019

- **Integrante da Carteira 2020 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 –** pelo 15° ano consecutivo, desde que o ISE foi criado**.**

- Empresa do Ano e Melhor Empresa do Setor de Energia no Prêmio **Época Negócios 360°, promovido pela Revista Época Negócios, da Editora Globo.**

- **Integrante do *ranking* "Global 100" 2019, da Revista *Corporate Knights*: 72ª colocação entre as 100 companhias mais sustentáveis do mundo.**

- Destaque em Sustentabilidade e segundo lugar geral no **Ranking Broadcast Economática das Empresas de Capital Aberto**.

- Vencedora do **Troféu Transparência da Associação Nacional Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac)** – na categoria "Empresas com receita líquida até R$ 5 bilhões".

- Melhor Empresa do Setor de Energia no **Prêmio As Melhores da Dinheiro**, concedido pela Revista Isto é Dinheiro.

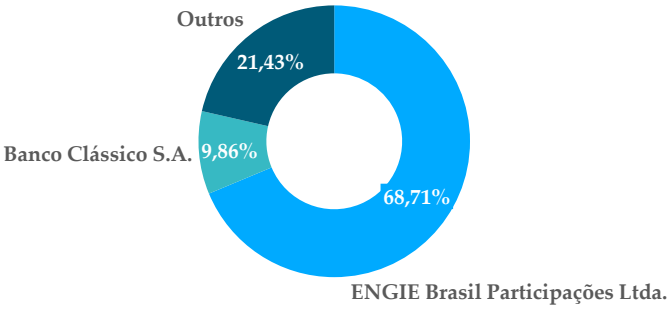
- Presença no **Ranking da Revista Institutional Investor (Electric & Other Utilities),** com as seguintes classificações:
    - Melhor CEO: 1ª posição *sell-side*
    - Melhor CFO: 1ª posição *sell-side*
    - Melhor métricas ESG: 1ª posição
    - Melhor *Analyst Day*: 2ª posição

- Destaque na **ALAS20 (Agenda Líderes Sustentables 2020)**, iniciativa latino-americana que avalia práticas relacionadas a desenvolvimento sustentável e governança corporativa. Entre as companhias brasileiras, a ENGIE Brasil Energia obteve os seguintes reconhecimentos:
    - Categoria "Líderes em relações com investidores": 2ª posição
    - Categoria "Líderes em sustentabilidade": 4ª posição
    - Categoria "Líderes em governança corporativa": 6ª posição

A COMPANHIA

Presente há 21 anos no Brasil, a ENGIE Brasil Energia atua como uma operadora de infraestrutura de energia, segmentando suas atividades entre geração centralizada e distribuída, comercialização, *trading* e transmissão. Em 2019, passou a atuar também no setor de transporte de gás natural, ao adquirir uma parcela da Transportadora Associada de Gás (TAG). Por meio deste, e de outros novos empreendimentos, ampliamos nossa presença direta no país para 21 estados.

Estrutura acionária em 31.12.2019



Ao fim de 2019, o capital social da Companhia somava R$ 4.903 milhões, com um total de 815.927.740 ações ordinárias negociadas regularmente na B3. A Companhia também negocia *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, seguindo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Segmentos de atuação ENGIE Brasil Energia

TRANSMISSÃO (em construção)
~ 2.800 km de linhas de transmissão
6 subestações

GERAÇÃO CENTRALIZADA
60 usinas operadas
8.710,5 MW capacidade instalada própria
6,3% da capacidade instalada de geração no país

GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA
2.413 sistemas fotovoltaicos instalados desde 2016, o que corresponde a **35.935kWp** de capacidade instalada, em **17 estados**



TRADING
Início das operações em 2018

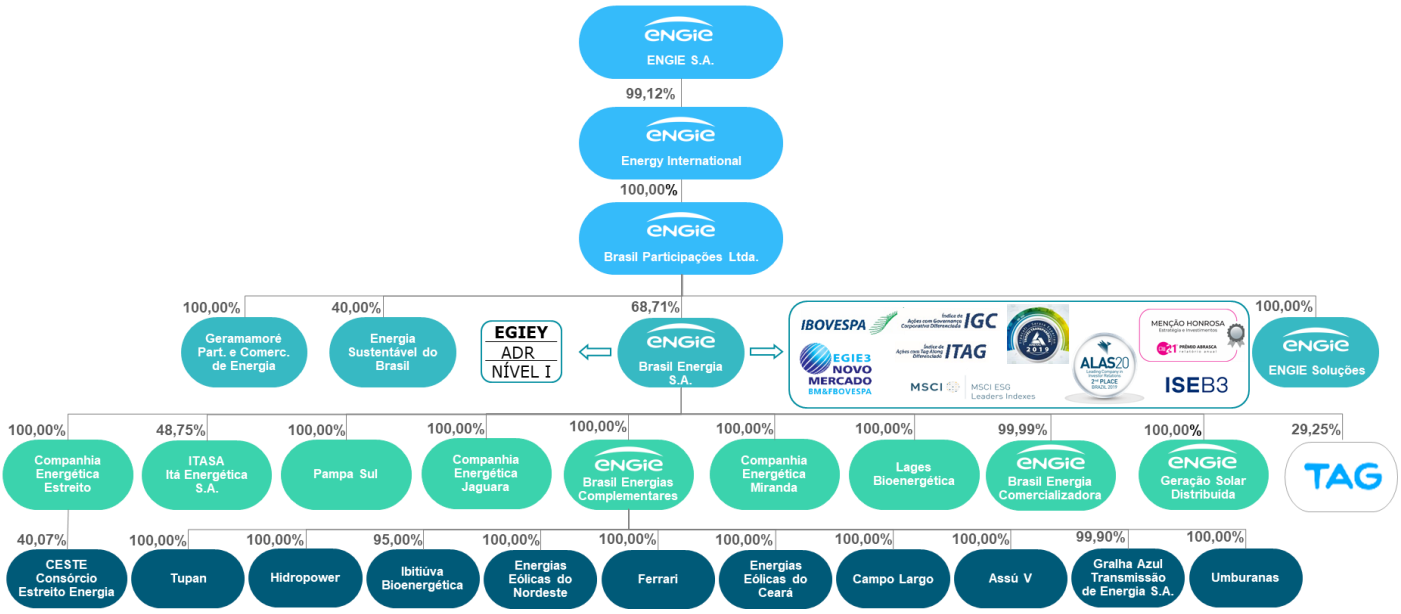
TRANSPORTE DE GÁS
29,25% de participação da EBE no empreendimento
4.500 km de gasodutos em operação nas Regiões Sudeste, Nordeste e Norte
47% da capacidade de transmissão de gás do país

MISSÃO: Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia.
VISÃO: Transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo sustentável.
VALORES: Profissionalismo, Cooperação, Espírito de Equipe, Respeito ao Meio Ambiente, Criação de Valor, Ética.

Estrutura Societária

Conforme demonstra o infográfico a seguir, a ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e mantém participações em consórcios concessionários de usinas que compõem seu parque gerador. Em 2019, a principal alteração societária ocorrida foi a inclusão da TAG, na qual a ENGIE Brasil Energia possui participação de 29,25%.

Estrutura societária* em 31.12.2019



** Estrutura simplificada*

Geração centralizada

Em 31.12.2019, a ENGIE Brasil Energia operava um parque gerador com capacidade instalada de 10.431,2 MW, composto por 60 usinas – 11 hidrelétricas, quatro termelétricas convencionais e 45 usinas complementares: duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 38 eólicas, três a biomassa e duas solares fotovoltaicas. A Companhia controla integralmente 56 desses empreendimentos – nos demais, participa dos consórcios que detêm a concessão ou autorização. Assim, a capacidade instalada total própria, ao final de 2019, era de 8.710,5 MW, em uma matriz formada, predominantemente, por fontes renováveis (86,2% do total).

Em relação ao parque gerador, as principais alterações ocorridas no ano foram a finalização das obras em dois novos empreendimentos: a Usina Termelétrica Pampa Sul, em Candiota (RS) – que adicionou 345 MW à capacidade instalada da Companhia – e o Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, localizado em Umburanas (BA), contribuindo com 360 MW em energia renovável.

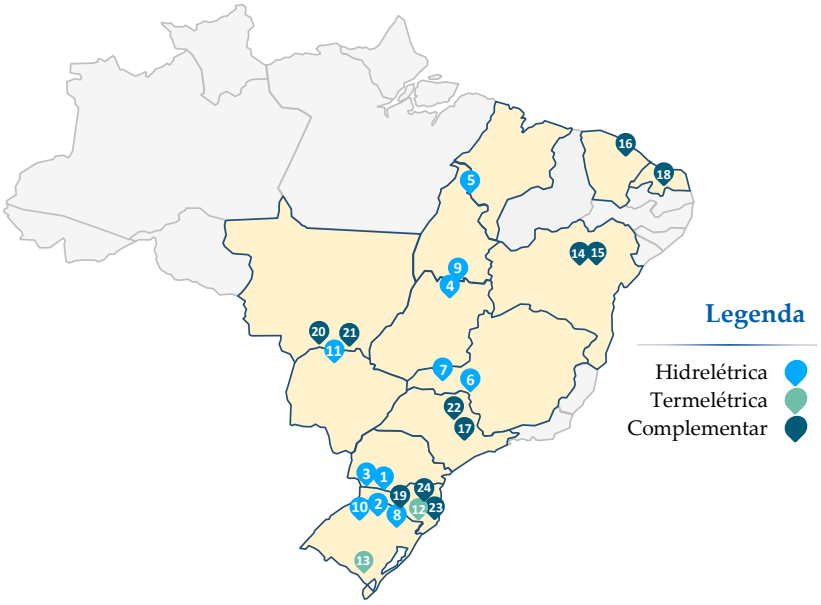
Como parte dos compromissos da Companhia com a descarbonização de seu portfólio, a sondagem de mercado para a identificação de potenciais compradores para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e para a Usina Termelétrica Pampa Sul (RS) seguiu em curso, porém sem desfecho até o final de 2019.

Composição do parque gerador em 31.12.2019

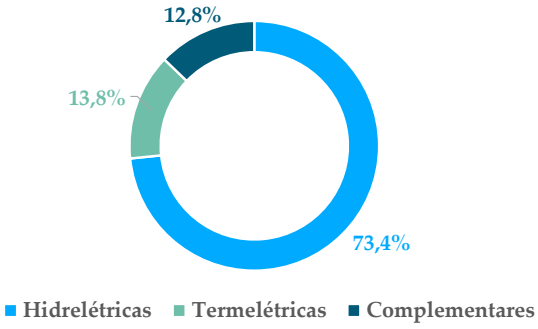
	Usinas Hidrelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
1	Salto Santiago	1.420,0	733,3	100%	1.420,0	733,3	27.09.2028
2	Itá	1.450,0	740,5	69,0%	1.126,9	564,7	16.10.2030
3	Salto Osório	1.078,0	502,6	100%	1.078,0	502,6	27.09.2028
4	Cana Brava	450,0	260,8	100%	450,0	260,8	26.08.2033
5	Estreito	1.087,0	641,1	40,1%	435,6	256,9	26.11.2037
6	Jaguara	424,0	341,0	100,0%	424,0	341,0	28.12.2047
7	Miranda	408,0	198,2	100,0%	408,0	198,2	28.12.2047
8	Machadinho	1.140,0	547,1	19,3%	403,9	165,3	14.07.2032
9	São Salvador	243,2	148,2	100%	243,2	148,2	22.04.2037
10	Passo Fundo	226,0	113,1	100%	226,0	113,1	27.09.2028
11	Ponte de Pedra	176,1	133,6	100%	176,1	133,6	30.09.2034
	Total	**8.102,3**	**4.359,5**		**6.391,7**	**3.417,7**	
	Usinas Termelétricas	**Capacidade instalada total (MW)**	**Garantia física total (MWm)**	**Proprie-dade**	**Capacidade instalada própria (MW)**	**Garantia física própria (MWm)**	**Vencimento da concessão/ autorização**
12 [1]	Complexo Jorge Lacerda	857,0	649,9	100%	857,0	649,9	27.09.2028
13	Pampa Sul	345,0	323,5	100%	345,0	323,5	30.03.2050
	Total	**1.202,0**	**973,4**		**1.202,0**	**973,4**	
	Usinas Complementares	**Capacidade instalada total (MW)**	**Garantia física total (MWm)**	**Proprie-dade**	**Capacidade instalada própria (MW)**	**Garantia física própria (MWm)**	**Vencimento da concessão/ autorização**
14 [2]	Conjunto Umburanas Fase I (Eólico)	360,0	213,3	100%	360,0	213,3	03.08.2050
15 [3]	Conjunto Campo Largo Fase I (Eólico)	326,7	169,6	100%	326,7	169,6	03.08.2050
16 [4]	Conjunto Trairi (Eólico)	212,6	100,8	100%	212,6	100,8	04.02.2045
17	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6	100%	80,5	35,6	26.07.2042
18	Assu V (Solar)	30,0	9,2	100%	30,0	9,2	07.06.2051
19	Lages (Biomassa)	28,0	16,5	100%	28,0	16,5	28.10.2032
20	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0	100%	26,6	14,0	18.12.2032
21	José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9	100%	24,4	11,9	18.12.2032
22	Ibitiúva (Biomassa)	33,0	17,3	69,3%	22,9	12,0	05.04.2030
23	Nova Aurora P&D (Solar)	3,0	não aplicável	100%	3,0	não aplicável	não aplicável
24	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	não aplicável	100%	2,1	não aplicável	não aplicável
	Total	**1126,9**	**588,2**		**1116,8**	**582,9**	
	Total geral	**10.431,2**	**5.921,1**		**8.710,5**	**4.974,0**	

(1) Complexo composto por três Usinas
(2) Conjunto composto por dezoito centrais eólicas
(3) Conjunto composto por onze centrais eólicas
(4) Conjunto composto por oito centrais eólicas

Distribuição geográfica do parque gerador



Matriz energética da ENGIE Brasil Energia – capacidade instalada própria



Geração Distribuída

A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD"). A presença no segmento de geração solar distribuída constitui um movimento estratégico, contribuindo para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

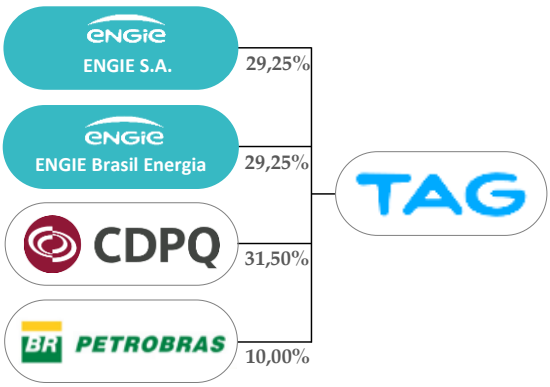
A solução vai desde a visita técnica de viabilidade, passando pelo desenho do projeto, trâmites com a concessionária, até o monitoramento e manutenção do sistema instalado. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.413 sistemas instalados, somando 35.935 kWp de capacidade instalada, com presença em 17 estados brasileiros.

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG

A TAG é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 13 pontos de entrada de gás ativos – incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) – e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

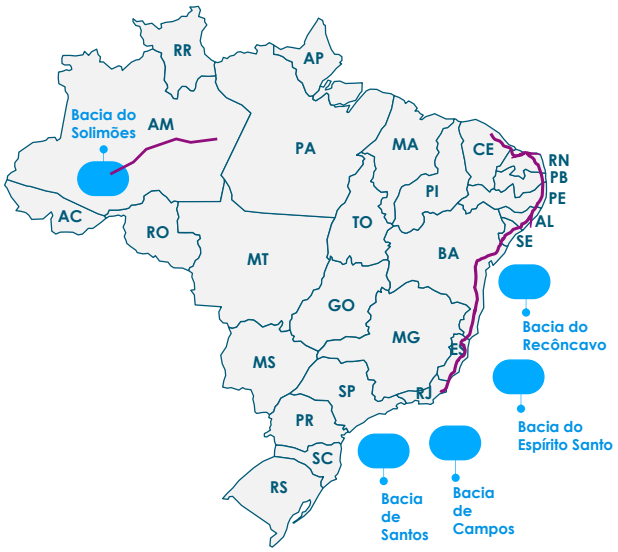
Estrutura societária - TAG



Essa aquisição marcou a entrada da EBE no segmento de gás natural no país e está alinhada com a estratégia global do Grupo de ser líder na transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala, como os gasodutos da TAG, que contribuem para a diversificação e a descarbonização do mix energético brasileiro.

Após o vencimento dos contratos vigentes, será iniciado um ciclo de revisão tarifária de cinco anos, sob a responsabilidade da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que determinará a receita máxima permitida. A TAG se encontra significativamente contratada (~99%) por um prazo médio aproximado de 10 anos com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

Distribuição geográfica - TAG



GOVERNANÇA CORPORATIVA

A ENGIE Brasil Energia conduz seus negócios pautada pela ética e pela integridade, empenhando-se em assegurar os direitos dos acionistas e a transparência de suas ações, e consequentemente, a mitigação de riscos e o crescimento sustentável. Por isso, atuamos alinhados às melhores práticas de governança, tais como as definidas no Código Brasileiro de Governança Corporativa, e integramos o Novo Mercado – segmento de listagem da B3 composto por companhias com regras societárias mais transparentes e que amplia os direitos aos investidores minoritários.

Ao longo de 2019 seguimos trabalhando na adaptação às mudanças no regulamento do Novo Mercado. Visando, entre outras razões, o enquadramento a esse novo regulamento, o Estatuto Social foi revisado na 22ª Assembleia Geral Ordinária (AGO), em 26.04.2019. Na próxima Assembleia, em 2020, será composto o Comitê de Auditoria, estrutura de assessoramento ao Conselho de Administração em gestão de riscos, temas éticos, controles internos, *compliance* e auditorias interna e externa. Simultaneamente, o Conselho Fiscal passará a ser não permanente, revertendo o modelo que se justificava no passado pela ausência do Comitê de Auditoria.

Anualmente, a Companhia publica o Informe sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa. No documento, divulgamos informações sobre quais princípios e práticas de governança previstas no Código são seguidas pela ENGIE Brasil Energia – as não aplicadas são justificadas, conforme o princípio "pratique ou explique". O Informe está disponível em nosso website – www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/. Cabe destacar que o Código apoia a evolução contínua de nossas práticas de governança corporativa, e é revisado anualmente pelo Conselho de Administração, como forma de monitoramento e reflexão a respeito das práticas.

Políticas e diretrizes de gestão

Nossos valores e cultura organizacional são detalhados em códigos e políticas, validados pelo Conselho de Administração, que orientam a condução dos negócios e o relacionamento com os diferentes públicos com os quais interagimos. Em 2019 publicamos as Políticas de Indicação, de Remuneração e de Avaliação de Conselheiros, Diretores e Membros dos Comitês.

As Políticas e Códigos que compartilhamos com nossa cadeia de valor, publicados em nosso website, são:

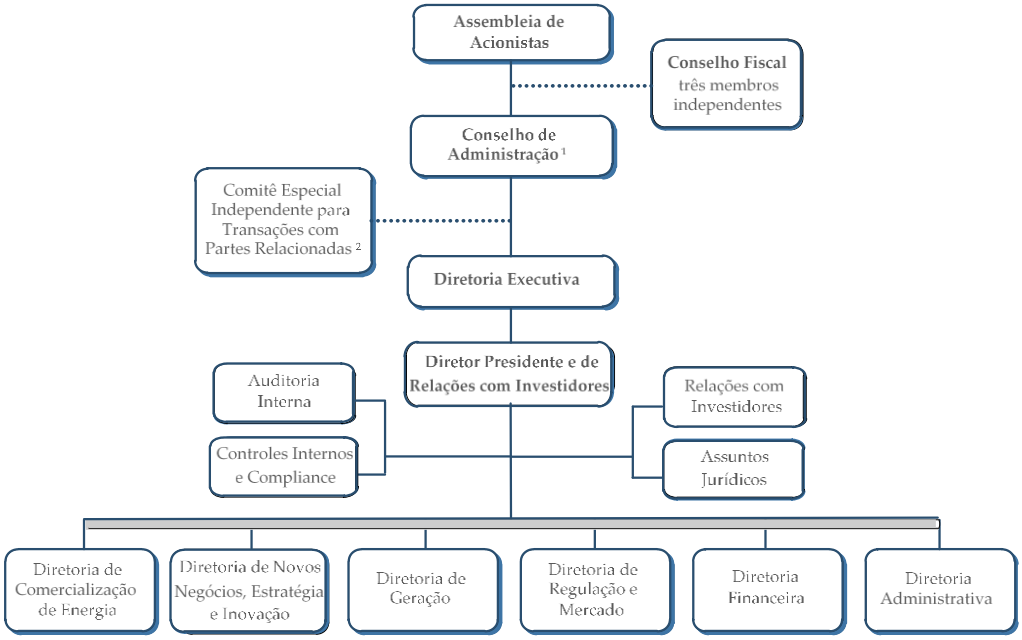
- *Código de Ética e Guia de Práticas Éticas*: declaração pública dos padrões e valores de ética, transparência, respeito e integridade a serem seguidos por todos que direta ou indiretamente se envolvem em ações de responsabilidade da Companhia.
- *Política de Combate à Corrupção e Suborno*: estabelece o compromisso de obedecer a todas as leis de prevenção à corrupção e ao suborno na realização dos negócios.
- *Política de Gestão Sustentável*: expressa as diretrizes da Companhia em relação a qualidade, gestão da energia, meio ambiente, mudanças do clima, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e engajamento de partes interessadas.
- *Política de Direitos Humanos*: registra compromissos relacionados à proteção dos direitos humanos em projetos e operações, incluindo cuidados relativos à cadeia de valor.
- *Política de Investimentos e Derivativos*: elenca critérios para a aplicação de recursos disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.
- *Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações*: define práticas de divulgação e uso de informações corporativas, além da política de negociação de valores mobiliários de emissão da ENGIE Brasil Energia, como ações e debêntures.
- *Política de Gestão de Riscos e Oportunidades*: busca manter e melhorar o valor, a reputação e a motivação interna da Companhia, encorajando uma tomada de risco razoável em termos legais, e que seja considerada aceitável e economicamente viável.
- *Políticas de Indicação, de Remuneração e Avaliação de Conselheiros, Diretores e Membros dos Comitês:* publicadas em 2019, buscam conferir maior transparência às atividades e procedimentos de gestão da alta gestão da Companhia.

Todas as Políticas mencionadas podem ser acessadas no link: https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/estatuto-social-codigos-e-politicas/.

Estrutura da Administração

A Assembleia Geral dos Acionistas (AGA) constitui a instância máxima decisória na estrutura de governança da ENGIE Brasil Energia, seguida pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

Organograma da Administração em 31.12.2019



(1) Composto por nove membros: presidente, vice-presidente e sete conselheiros, sendo quatro da Controladora, dois representantes dos acionistas minoritários e um representante dos colaboradores.
(2) Não permanente e majoritariamente composto por membros não indicados pela controladora.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia tem por atribuição estabelecer políticas, estratégias e diretrizes gerais para a condução dos negócios. A análise de aspectos e impactos econômicos, ambientais e sociais da Companhia também está sob responsabilidade dos conselheiros, que se reúnem ordinariamente para análise de desempenho, supervisão dos atos administrativos e orientação da Diretoria Executiva. Em conformidade com as melhores práticas de governança, nenhum dos membros do Conselho exerce função executiva na Companhia.

Conselho de Administração em 31.12.2019

Titulares	Suplentes
Maurício Stolle Bähr ***Presidente***	--- *
Manoel Arlindo Zaroni Torres ***Vice-presidente***	Karin Koogan Breitman
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
Gustavo Henrique Labanca Novo	Leonardo Augusto Serpa
José Pais Rangel ***Representante de acionistas minoritários***	Raquel da Fonseca Cantarino *Representante de acionistas minoritários*
Paulo de Resende Salgado ***Representante de acionistas minoritários***	Antonio Alberto Gouvêa Vieira *Representante de acionistas minoritários*
Paulo Jorge Tavares Almirante	Raphael Vincent Philippe Barreau
Pierre Jean Bernard Guiollot	Simone Cristina de Paola Barbieri
Roberto Henrique Tejada Vencato ***Representante dos colaboradores***	Luiz Antônio Barbosa *Representante dos colaboradores*

** A Conselheira suplente eleita em Assembleia, Sra Natacha Herrero Et Guichard Marly, renunciou ao cargo, em função de ter assumido novas atribuições no grupo controlador. O cargo permanece vago.*

Conselho Fiscal

A partir da revisão do Estatuto Social, ocorrida em 26.04.2019, o Conselho Fiscal passou a ser não permanente. A avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos, bem como a análise das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração em caso de contratação de serviços complementares de auditoria das Demonstrações Financeiras, permaneceram como atribuições do Conselho ao longo do ano – mas não o serão a partir da próxima Assembleia Geral Ordinária (AGO), agendada para 28.04.2020. Tais mudanças se devem à implementação do Comitê de Auditoria, que incorporará tais atividades, entre outras atribuições. Os conselheiros fiscais continuam sendo eleitos anualmente em Assembleia, havendo a possibilidade de reeleição. No entanto, a implementação do Conselho estará condicionada à exigibilidade dos acionistas, conforme prevê a Lei das Sociedades por Ações.

Conselho Fiscal em 31.12.2019

Titulares	Suplentes
Carla Carvalho de Carvalho	Waltamir Barreiros
Carlos Guerreiro Pinto	Manoel Eduardo Bouzan de Almeida
Manoel Eduardo Lima Lopes ***Representante de acionistas minoritários***	Ailton Pinto Siqueira *Representante de acionistas minoritários*

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva atua na forma de colegiado, com abordagem matricial de temas, sendo designada pelo Conselho de Administração e eleita em Assembleia Geral. Além do Diretor-Presidente, a quem cabe coordenar e orientar as atividades dos demais, outros seis diretores atuam na execução das estratégias definidas pelo Conselho de Administração.

Em 2019 ocorreram as seguintes alterações na Diretoria Executiva:

- Marcelo Cardoso Malta, antes Gerente da Unidade Organizacional ("U.O.") Contabilidade na Companhia, assumiu a Diretoria Financeira, anteriormente ocupada por Carlos Henrique Boquimpani de Freitas;
- Marcos Keller Amboni, que era Gerente da U.O. *Trading* na Companhia, assumiu a Diretoria de Regulação e Mercado (antiga Diretoria de Estratégia e Regulação), antes a cargo de Edson Luiz da Silva – desligado da Companhia para assumir a Presidência da Energia Sustentável do Brasil ("ESBR");
- Guilherme Slovinski Ferrari, anteriormente Gerente da U.O. Desenvolvimento de Novos Negócios, assumiu a Diretoria de Novos Negócios, Estratégia e Inovação (antiga Diretoria de Desenvolvimento de Negócios), até então ocupada por Gustavo Henrique Labanca Novo, que assumiu a Presidência da TAG.
- A Diretoria de Relações com Investidores, antes sob responsabilidade do Diretor Financeiro, passou a ser atribuída ao Diretor-Presidente, Eduardo Antonio Gori Sattamini, cumulativamente.

Diretoria Executiva em 31.12.2019

Nome	Cargo
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor-Presidente e de Relações com Investidores
Gabriel Mann dos Santos	Diretor de Comercialização de Energia
Guilherme Slovinski Ferrari	Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação
José Luiz Jansson Laydner	Diretor de Geração
Júlio César Lunardi	Diretor Administrativo
Marcelo Cardoso Malta	Diretor Financeiro
Marcos Keller Amboni	Diretor de Regulação e Mercado

Ética e Integridade

A integridade é um dos princípios básicos de nossa atuação, a ser observada por colaboradores e administradores da ENGIE Brasil Energia na interação junto a todos os públicos com os quais a Companhia se relaciona.

O Código de Ética e a Política de Combate à Corrupção e Suborno definem as diretrizes orientadoras dessas relações. Em complemento, são disponibilizadas cartilhas e guias com abordagens específicas, como o Procedimento de Brindes e Hospitalidades, o Guia de Relacionamento com Consultores de Negócios e o Guia de Ética nas Relações com Fornecedores. Contamos, ainda, com práticas regulares de prevenção e verificação de situações de risco e fatos impróprios, como processos de *due diligence*, auditorias, programas de treinamento e conscientização, disposições contratuais e um programa de controle interno das atividades da Companhia.

Em 2019, foi criada a Assessoria de Controles Internos e *Compliance*, visando dar maior robustez e foco à segunda linha de defesa da Companhia. Provisoriamente subordinada ao Diretor-Presidente, a Assessoria se reportará, no futuro, ao Comitê de Auditoria – a ser instalado em 2020 – assim como a Auditoria Interna.

Dúvidas ou denúncias éticas

Um dos destaques de 2019 foi a criação de um canal externo de reporte ou denúncias relacionadas a questões éticas, complementando os canais internos já existentes. O acesso se dá por meio do site https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil ou telefone 0800 580 2586 (ligação gratuita).

Todas as situações relatadas serão mantidas em absoluto sigilo, com garantia de não retaliação. Independente do canal utilizado para manifestação, a apuração das denúncias é conduzida pelo Fórum de Ética da ENGIE Brasil Energia.

ESTRATÉGIA

A ENGIE Brasil Energia se empenha em responder com dinamismo aos desafios e oportunidades relacionados à transição energética, essencial à consolidação da economia de baixo carbono. Atenta aos impactos locais e globais que esse conjunto de transformações tem provocado nas atividades e na percepção de valor das empresas do setor, a Companhia busca se manter à frente desse processo no Brasil. Reconhecida como um grande operador de infraestruturas em energia – e ancorada na expertise de sua Controladora em serviços de energia e eficiência energética –, a ENGIE Brasil Energia parte de uma posição privilegiada para liderar essa transformação.

Sintetizamos a da estratégia corporativa em três pilares fundamentais, que se complementam no alcance dos objetivos empresariais:

Expansão e diversificação
- Crescimento por aquisições (captura de oportunidades, com resultados no curto prazo)
- Crescimento orgânico (visão construtivista, para resultados de longo prazo)

Dinamismo comercial e na gestão de portfólio
- Relação adequada entre prazo, preço e gestão de riscos de mercado
- Customização de ofertas e consolidação de parcerias

Inovação e transição carbono-zero (3Ds)
- Descarbonização
- Descentralização
- Digitalização

Vantagens competitivas

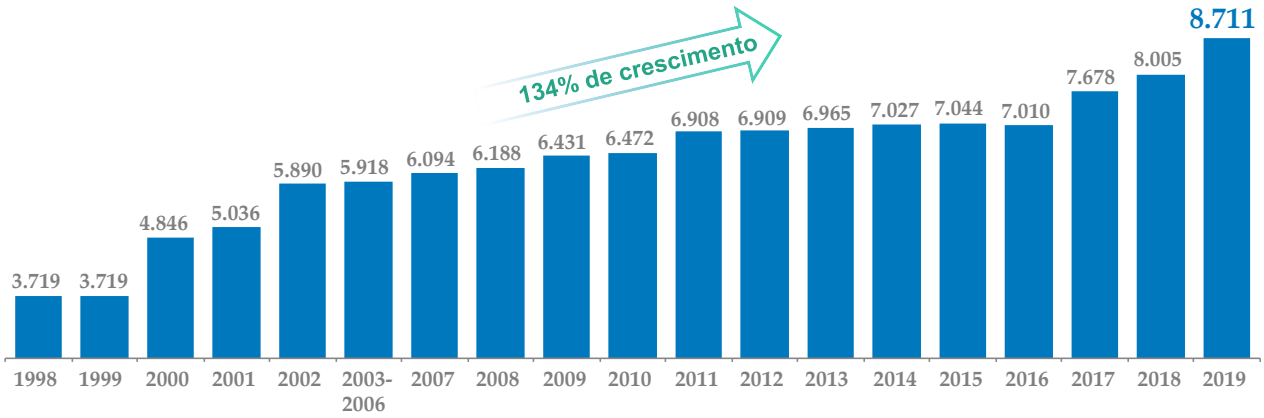
- *Setores fundamentais:* o setor energético e de gás são considerados estratégicos ao desenvolvimento do país, visto que constituem insumos fundamentais à produção e à grande parte das atividades cotidianas da sociedade. Isso nos garante maior previsibilidade de receita e investimentos, visto que os projetos possuem alta financiabilidade.
- *Liderança:* a Companhia é a maior produtora privada de energia do Brasil e sua Controladora é a maior produtora independente no mundo, o que reforça seu potencial de alavancar oportunidades de negócio.
- *Inteligência comercial*: a ENGIE Brasil Energia mantém altos níveis de contratação no longo prazo, reduzindo a exposição às oscilações do mercado no curto prazo. Além disso, seu portfólio de vendas é balanceado entre clientes livres, de diferentes setores, e clientes regulados (distribuidoras).
- *Previsibilidade do fluxo de caixa:* além da contratação de longo prazo, os contratos de venda de energia são indexados à inflação.
- *Desempenho operacional elevado:* os empreendimentos operados pela Companhia apresentam altos índices de disponibilidade e confiabilidade. Contribuem para esse resultado as certificações NBR ISO 9001 (gestão da qualidade), NBR ISO 14001 (gestão do meio ambiente) e OSHAS 18001 (gestão da saúde e segurança no trabalho), presentes na maior parte das usinas. Nos últimos anos, temos investido na operação remota e manutenção preditiva dos empreendimentos, o que aumenta a padronização e otimiza os custos operacionais.
- *Estabilidade financeira:* a associação de forte geração de caixa, margem Ebitda média elevada, lucro líquido consistente e ausência de exposição cambial contribui para a estabilidade financeira da Companhia e sua consequente resiliência a cenários macroeconômicos desfavoráveis.
- *Classificação de risco diferenciada:* a Fitch Ratings atribui à Companhia *Rating* Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global 'BB(bra)', um nível acima do *rating* soberano. Os ratings estão diretamente relacionados à captura de linhas de crédito atrativas, ampliando nossa competitividade no desenvolvimento de novos projetos.

- *Alto padrão de governança e sustentabilidade:* o Conselho de Administração, assim como a Diretoria Executiva, é composto por profissionais experientes, com amplo conhecimento do setor e devidamente preparados para tomadas de decisões que contemplem os interesses dos acionistas e demais públicos envolvidos. Assim, aspectos econômicos, sociais e ambientais são elementos indissociáveis nos processos decisórios.

Expansão e diversificação

A combinação entre alta seletividade de projetos de investimento, captação de recursos a custos competitivos, habilidade superior no planejamento e rigidez na execução e implantação fizeram da expansão da Companhia um dos elementos centrais da estratégia do negócio. Dessa forma, a Companhia cresce, mantendo altas taxas de retorno e aceitando riscos adequados ao perfil da organização.

Evolução da capacidade instalada própria em operação (em MW)



A seguir, apresentamos o projeto de expansão em geração centralizada.

Usina Hidrelétrica Jirau

Projeto de expansão – geração de energia

Expansão - geração	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
Jirau (Hidro)	3.750,0	2.184,6	40%	1.500,0	883,2	13.08.2043

A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

A seguir, apresentamos o projeto em construção em geração centralizada.

Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II

Projetos em construção – geração de energia

Expansão - geração	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
Conjunto Eólico Campo Largo - Fase II (Eólico)	361,2	196,5	100%	361,2	196,5	10.12.2054

Estão em andamento as atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no estado da Bahia. O desenvolvimento da segunda fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada e 196,5 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R$ 1,6 bilhão. A entrada em operação completa está prevista para o início de 2021.

O projeto se beneficiará da sinergia das estruturas existentes, como a subestação e a linha de transmissão, implementadas pela Companhia para atender os Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, que totalizam 686,7 MW de capacidade instalada. Com a implantação da segunda fase de Campo Largo, a capacidade instalada de energia eólica da EBE ultrapassará a marca de 1 gigawatt (GW) na região. A energia de Campo Largo – Fase II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No quarto trimestre de 2019, houve avanço significativo nas obras civis de acessos e plataformas de montagem do Conjunto. Foram entregues os chumbadores das torres, possibilitando iniciar as fundações dos aerogeradores. Está em andamento a instalação das redes de média tensão que conectam os aerogeradores à subestação coletora. As obras civis, a fabricação e a inspeção dos equipamentos principais da subestação também tiveram avanço significativo no período.

Todas as licenças de instalação para as onze centrais que compõem o projeto foram obtidas, de forma a liberar as atividades em todas as áreas do empreendimento.

Expansão em Transmissão de Energia

Projetos de expansão – transmissão de energia

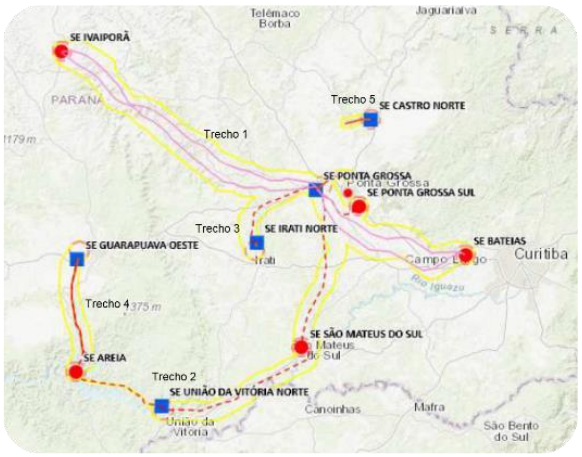
Expansão - transmissão	Extensão (km)	Subestações	Propriedade	Estimativa de vencimento da concessão/ autorização
Gralha Azul (PR)	1.000,0	5	100%	03.2053
Novo Estado (PA e TO)	1.800,0	1	100%	03.2053

Sistema de Transmissão Gralha Azul

A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão n° 02, de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando a entrada da EBE no segmento de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão.

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023. A redução no investimento em relação ao previsto pela Aneel é de cerca de 15%.

Localização – Gralha Azul (Paraná)



As ações dos projetos executivos seguem em andamento e as atividades de topografia e sondagens estão praticamente concluídas. Os subfornecedores dos equipamentos principais já foram definidos e os contratos mais relevantes já celebrados.

A obra da Subestação Ponta Grossa, principal empreendimento do projeto, iniciou em setembro de 2019 e se encontra em fase de terraplenagem. Em relação à conformidade ambiental, foram emitidas todas as licenças prévias do projeto e todas as Licenças de Instalação. Referente ao licenciamento arqueológico, foram obtidas as anuências do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) para instalação de quase todo o empreendimento, com exceção de apenas um seccionamento.

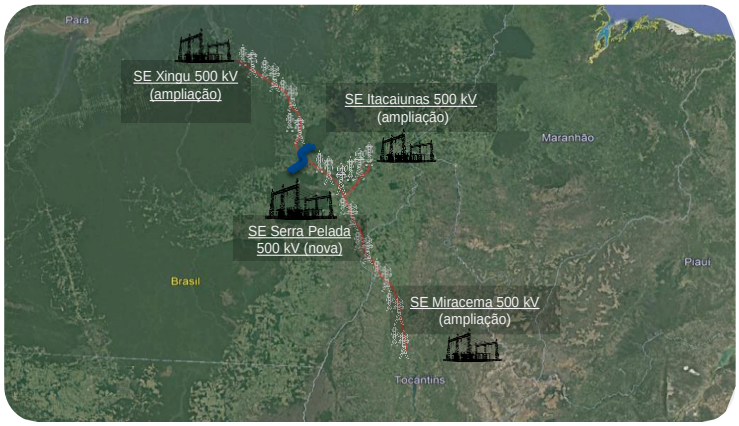
Quanto às atividades fundiárias, cerca de 98% das propriedades já foram negociadas, sendo aproximadamente 65% amigavelmente e 35% encaminhadas para ajuizamento das ações de instituição da faixa de servidão. Encontram-se em curso os processos de pagamento das indenizações, a instituição da faixa de servidão na matrícula dos imóveis e o processo judicial das ações onde não houve acordo.

Transmissora Novo Estado Energia

Em dezembro de 2019, a Companhia, por meio de sua controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., assinou contrato de compra e venda da totalidade das ações de emissão da Sterlite Novo Estado Energia S.A., detidas pela Sterlite Brasil Participações S.A., vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 02/2017, realizado em dezembro de 2017.

O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. A licença de instalação do empreendimento já foi emitida pelo Instituto Nacional do Meio Ambiente (Ibama), e a construção tem início previsto para o primeiro semestre de 2020. O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023.

Localização – Novo Estado (Pará e Tocantins)



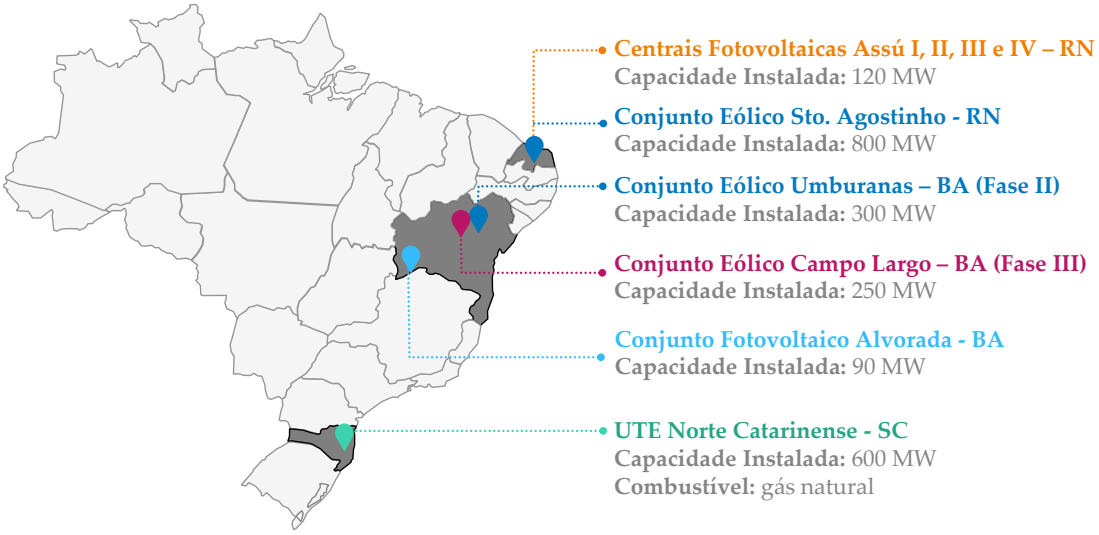
O fechamento da operação está sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes, e o preço de aquisição das ações é de até R$ 410 milhões, sujeito a ajustes até a data de fechamento da operação.

Os projetos em desenvolvimento pela Companhia, e que se encontram no *pipeline* para implantação, são:

Projetos em Desenvolvimento

Atualmente, a Companhia possui em portfólio diversos projetos em fase de desenvolvimento, conforme diagrama:

Projetos em desenvolvimento

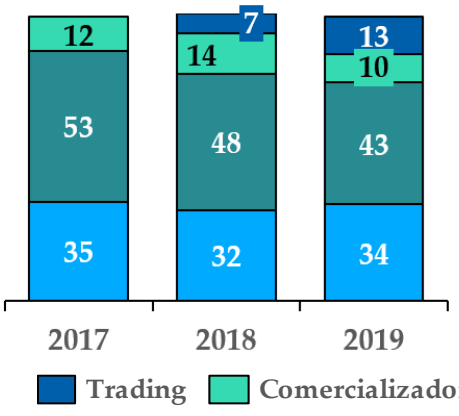


Dinamismo comercial e na gestão de portfólio

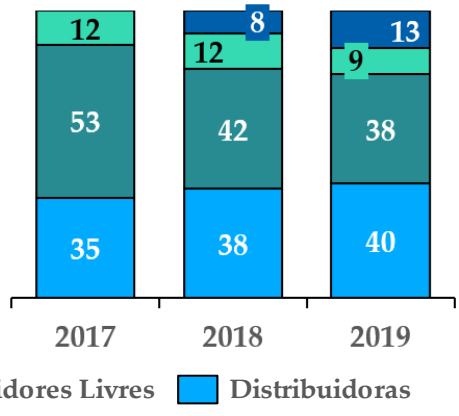
Comercializamos energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de leilões organizados pela Aneel, quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), com contratos diretos com empresas ou comercializadoras.

Nossa estratégia de gestão da comercialização de energia no mercado livre se baseia em dois importantes diferenciais: a gestão do portfólio de energia e a dinâmica comercial adotada. Aliados, ambos permitem conquistar resultados superiores, pois poucos *players* reúnem as mesmas características – resultantes do fato de sermos um dos maiores geradores de energia do país, com lastro para produzir ofertas competitivas de curto e longo prazos, agilidade e dinâmica de agente privado e global, atento às oportunidades e necessidades do mercado.

Participação de clientes nas vendas físicas (%)



Participação de clientes nas vendas contratadas que compõem a Receita Operacional líquida (%)



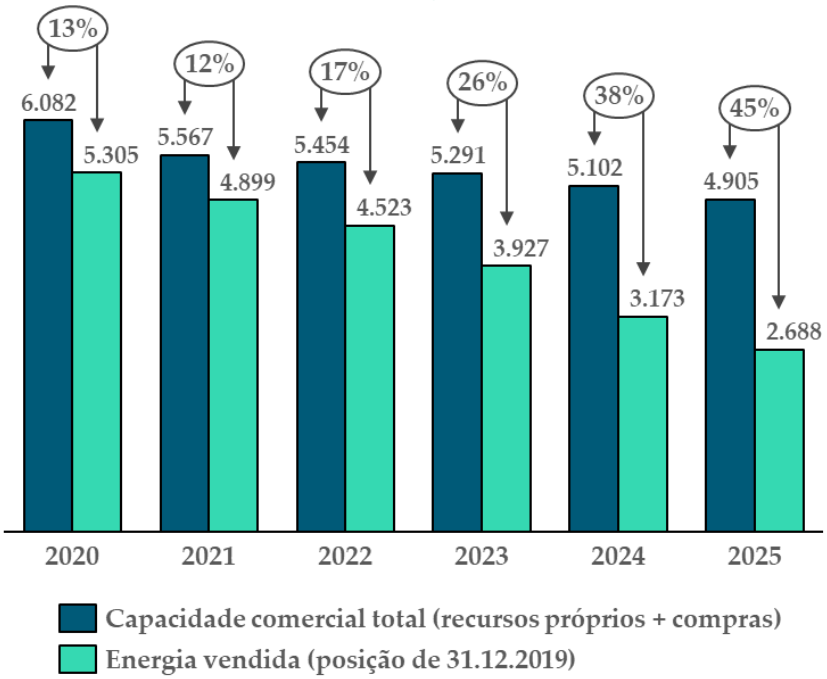
Trading | Comercializadoras | Consumidores Livres | Distribuidoras

De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em 31.12.2019, apresentamos no gráfico a síntese do balanço de energia da Companhia.

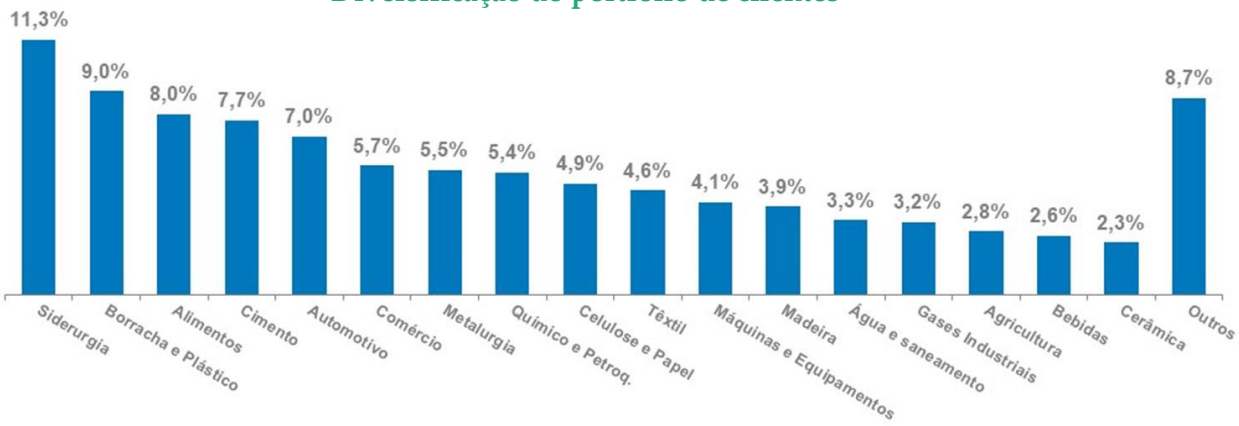
A gestão do portfólio de energia possibilita à Companhia minimizar o risco de exposição de curto prazo, evitando, assim, pagar valores altos na energia quando a geração hidrelétrica apresenta déficit – o que tem ocorrido com frequência nos últimos anos.

No contexto da dinâmica comercial, estruturamos uma carteira de clientes diversificada, composta por empresas de diferentes portes e setores, o que compensa possíveis impactos de conjunturas negativas em determinados segmentos, reduzindo riscos de queda de receita.

Balanço de Energia (MW médios)



Diversificação do portfólio de clientes



Figuramos como líder em comercialização de energia no mercado livre, adaptando-nos, sempre que necessário, a diferentes cenários para capturar as oportunidades originadas pela ampliação desse mercado e às novas modalidades de relacionamento. Foram 621 clientes no mercado livre em 2019, alta de 20,6% frente ao número de clientes de 2018, de 515. Além da oferta de energia de fontes renováveis, a Companhia possui outras correlacionadas, como produtos e serviços em geração distribuída, e soluções para neutralização, compensação ou redução de emissões de carbono.

Lançados em 2019, esses três "produtos verdes" são voltados para empresas que buscam soluções de descarbonização para suas atividades: os Certificados de Energia Renovável (I-REC), os Contratos de Energia Renovável (ENGIE-REC) e os Créditos de Carbono. Dessa forma, a Companhia contribui com a estratégia dos clientes que buscam não apenas diminuir suas emissões de CO_2, como também agregar valor aos negócios e contribuir com projetos socioambientais.

Geração Solar Distribuída

Por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída, implantamos 459 sistemas fotovoltaicos em 2019, com capacidade total de 20.014 kWp, aumento de 99,0% quando comparado aos 10.059 kWp registrados no ano de 2018, em 666 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.413 sistemas instalados, somando 35.935 kWp de capacidade instalada, com presença em 17 estados brasileiros.

Número de unidades e potência instalada



O segmento B2B (*business-to-business*) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada e representou 91,4% da potência total comercializada no ano de 2019 (40,6 MWp). Esse total de vendas se distribuiu por todo país, sendo 44,7% na Região Sudeste, 24,4% na Região Nordeste, 17,3% na Região Sul, 7,0% na Região Centro-Oeste e 6,6% na região Norte.

O Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias dos Estados de Santa Catarina, Mato Grosso e Rio Grande do Sul, somado aos programas Unicred Solar e Credifoz Solar – ambos com cooperativas regionais, atingiram mais de 3 mil inscritos no perfil residencial e mais de 1.000 inscritos no perfil comercial. Esses programas, que tinham por objetivo incentivar o setor industrial a gerar energia solar, foram concluídos e novos estão sendo avaliados.

Inovação e transição carbono-zero

Essencial à perenidade do negócio e à captura de oportunidades, a inovação em produtos e processos tem ganho cada vez mais conexão com a estratégia corporativa. Isso porque se integra ao contexto altamente dinâmico de transição energética e à ampliação do mercado livre de energia, que exigem novas soluções para atender demandas da sociedade.

Nesse sentido, em 2019 demos início a um projeto interno que visa desenvolver um processo de gestão para priorização, planejamento e execução dos investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) da ENGIE Brasil Energia, com foco no diagnóstico de maturidade tecnológica e na avaliação de tendências. Assim, o objetivo é consolidar uma relação de rotas tecnológicas a serem exploradas, incluindo prazos e custos estimados.

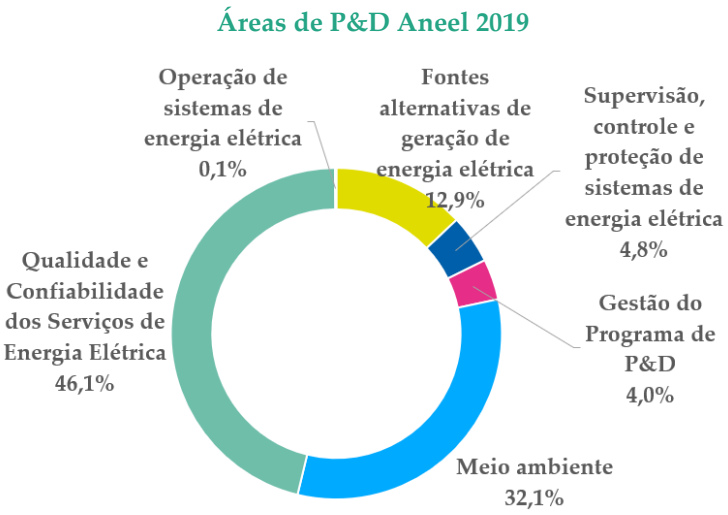
A seguir, destacamos as principais frentes de inovação nas quais a Companhia atua:

P&D

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) constitui um vetor fundamental à estratégia de promoção da inovação. Alinhado à cultura de inovação aberta, se dá por meio de parcerias com empresas, universidades e instituições de pesquisa, seguindo os preceitos da Lei n° 9.991/2000, que determina investimento de 1% da receita líquida anual das empresas de energia em atividades de P&D. Ao longo de 2019, foram aplicados R$ 48,5 milhões no Programa, conforme a seguinte distribuição:

- R$ 19,4 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 9,7 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- R$ 19,4 milhões para investimento em Projetos de P&D novos ou em andamento.

Os 11 projetos em curso receberam, durante o ano, R$ 14,1 milhões, distribuídos em 6 diferentes áreas de pesquisa, conforme gráfico.



ENGIE Lab

Como uma empresa global que visa valorizar e se integrar às competências locais, a ENGIE iniciou um movimento de internacionalização dos laboratórios de P&D+Inovação, os ENGIE Labs, promovendo projetos de desenvolvimento nas áreas com vocação para sua aplicação. No Brasil, em 2018 foi instalado o 11° ENGIE Lab, um laboratório para projetos de inovação aberta - disruptiva, incubação e *venture capital fund*.

Link Lab

A ENGIE Brasil Energia integra o Link Lab, programa que visa aproximar grandes empresas a startups para potencializar a sinergia no desenvolvimento de projetos inovadores. Em 2019, um dos destaques do programa foram os testes realizados na plataforma de gestão de equipes e serviços ambientais das usinas hidrelétricas, desenvolvido em parceria com uma startup de Florianópolis (SC). Após os testes, o sistema foi validado e passará a ser utilizado em todas as hidrelétricas de nosso parque gerador.

Programa Inove

Mecanismos para estimular a inovação interna, o "Inove" passou por uma revisão significativa em 2019. Com as novas diretrizes, foram recebidas, ao longo do ano, 89 ideias – das quais 11 foram aprovadas para implantação, com orçamento total estimado em R$ 643 mil.

GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

A análise de riscos é um exercício que envolve os empregados, gerentes, diretores e Diretor-Presidente, além do Fórum de Gerenciamento de Riscos. A análise é orientada pela Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, aprovada em 2016 pelo Conselho de Administração, e compreende a identificação e classificação quanto à probabilidade de ocorrência e à significância em termos de impacto financeiro, estratégico e operacional.

A análise é feita de forma sistemática, permeando todas as atividades e envolvendo a alta gestão e o quadro funcional, norteada por três objetivos principais:

- Criação e manutenção de resultados, reputação e motivação interna.
- Encorajamento a um certo nível de exposição ao risco, razoável em relação a aspectos legais, econômicos e socioambientais.
- Asseguração da conformidade das ações com as obrigações legais e regulatórias, bem como com os valores da ENGIE Brasil Energia.

Os resultados dessa avaliação conjunta são registrados na Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais, documento interno que baliza a atuação da Companhia. As análises e riscos estão categorizadas da seguinte forma:

- Risco tributário: evolução adversa da legislação tributária que pode ter impacto em nossos resultados.
- Risco de segurança industrial: danos à integridade dos ativos, ao meio ambiente e/ou à saúde e segurança das pessoas, como resultado das atividades operacionais da Companhia.
- Risco de implantação de projetos: ocorrência de eventos no desenvolvimento ou na implantação de projetos que possam trazer atraso no cronograma da obra, custos adicionais na implantação, ou ineficiências na operação do empreendimento.
- Risco regulatório: a evolução adversa da regulação do setor elétrico, que pode impactar as modalidades, os termos e as condições dos contratos de venda de energia que estamos autorizados a celebrar e os níveis de produção.
- Risco de mercado: a oferta e a demanda de energia elétrica podem ter comportamento diferente do previsto, com impacto nos volumes e preços da energia.
- Risco de TI&Digital: devido à crescente dependência do negócio em relação aos recursos e serviços de tecnologia da informação e comunicação, tecnologia de automação e internet das coisas, a falta de segurança desses recursos pode impactar negativamente na continuidade das operações e na imagem da Companhia.
- Risco de privacidade de dados pessoais (LGPD): falta ou falha de planejamento, gestão ou de segurança sobre informações pessoais pode levar a divulgação indevida, deixando a Companhia exposta ao risco regulatório sobre a segurança de informações pessoais privadas.
- Risco de contraparte comercial: risco de que a contraparte comercial com quem a EBE tem operações de compra ou venda de energia não honre integralmente seus compromissos.
- Risco de operacionalização da estratégia: adversidade na operacionalização do reposicionamento estratégico do Grupo ENGIE em torno de três pilares: digitalização, descentralização e descarbonização.

- Risco de ética e *compliance*: o descumprimento, interno ou com conluio externo, de valores e princípios do Código de Ética ou com normas e regulamentos aplicáveis às atividades da Companhia.
- Risco de Transformação Digital: falta de inovação tecnológica e baixo tempo de resposta no desenvolvimento e evolução da tecnologia de acordo com a exigência das estratégias do negócio, de forma segura, econômica e sustentável.

DESEMPENHO OPERACIONAL

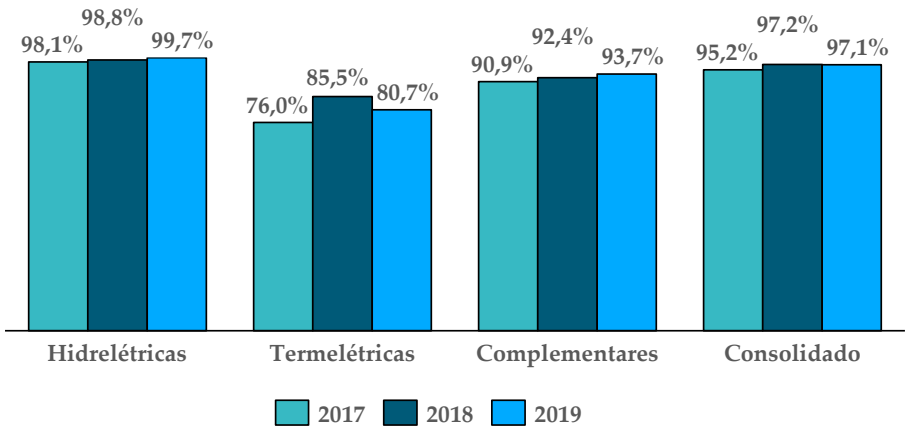
A evolução operacional da Companhia tem como base, além da observação de suas políticas corporativas no desenvolvimento de todas as atividades, o rigor nos controles que compõem seu Sistema Integrado de Gestão (SIG), plataforma que consolida informações e indicadores de performance.

Em 2019, das 60 usinas em operação, 12 eram certificadas segundo as normas NBR ISO 9001 (gestão da qualidade), NBR ISO 14001 (gestão do meio ambiente) e NBR OHSAS 18001 (gestão da saúde e segurança no trabalho). Adicionalmente, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda mantém o certificado segundo a norma NBR ISO 50001, relativa à Eficiência Energética. Dessa forma, o percentual de capacidade instalada operada certificada era de 77,9%.

Dos 10.431,2 MW operados pela Companhia, 41,5% (4.327,6 MW) o são remotamente, a partir do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede, em Florianópolis (SC). Nesse modelo, recursos tecnológicos sofisticados, que permitem o monitoramento em tempo real e asseguram confiabilidade ao sistema, aumentam a eficiência operacional do parque gerador. Ao todo, 47 das 60 usinas do parque gerador são operadas via COG, entre elas a Usina Hidrelétrica Salto Santiago, que iniciou a operação remota em 2019 – um marco, visto que se trata da segunda maior usina em capacidade, entre todas as que compõem o parque gerador da Companhia, e a 18ª maior do país.

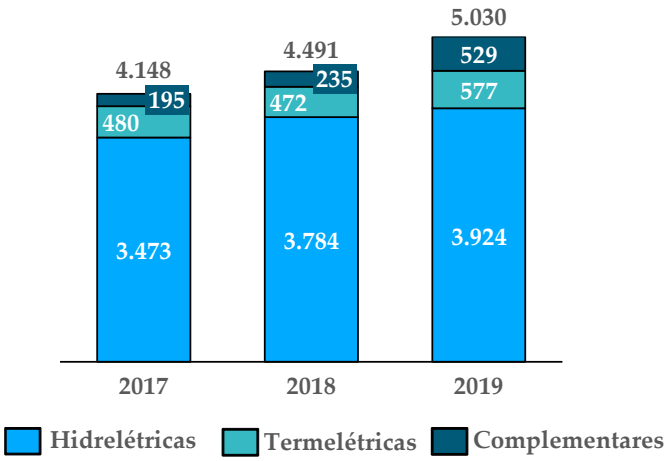
As Usinas operadas pela Companhia atingiram, no ano, índice de disponibilidade de 97,1%, desconsiderando-se as paradas programadas – quando consideradas, a disponibilidade global foi de 89,7%, 1,8 p.p. menor que o obtido em 2018. A redução se deve principalmente ao atraso na conclusão da modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, à manutenção no gerador da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Jaguara e à revisão das Unidades Geradoras da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UG's 5 e 6). Por outro lado, houve aumento da disponibilidade das usinas eólicas, por conta das soluções de pendências pós-comissionamento.

Disponibilidade das usinas, excluídas as paradas programadas

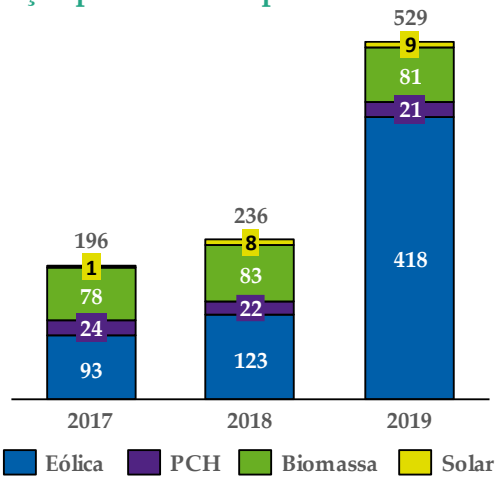


A entrada em operação comercial de novas usinas (termelétrica e eólicas) contribuiu para que a produção atingisse 44.058 GWh (5.030 MW médios), ou seja, 12,0% superior à 2018, quando o total foi de 39.340 GWh (4.491 MW médios). Em 2019, a produção de todas as fontes foi maior, comparado ao ano anterior, sendo 3,7% nas hidrelétricas, 22,2% nas termelétricas e 124,7% nas complementares.

Geração de Energia – MW médios médios



Geração por fonte complementar – MW



Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Modernizações

Foram finalizadas no ano as modernizações dos sistemas de instrumentação e controle (regulador de velocidade da turbina, regulador de tensão do gerador e sistema supervisório) das Usinas Hidrelétricas Ita (primeiro semestre) e Machadinho (segundo semestre), que haviam iniciado em 2018, visando dar maior confiabilidade e modernidade à operação das Usinas.

Já a Usina Hidrelétrica Salto Osório passa por uma modernização mais ampla. O projeto iniciou em novembro de 2017 e deve contar com a entrega da primeira unidade geradora modernizada no primeiro semestre de 2020, e conclusão integral no início de 2022. A modernização, além de visar ampliar os atributos operatórios, agregará também aumento de eficiência, com incremento da garantia física de 13,9 MWmédios.

GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Cenário macroeconômico

Ao longo de 2019, a economia brasileira deu alguns sinais de retomada do crescimento, ainda que em ritmo mais lento que o esperado. A expectativa do mercado, segundo o Relatório Focus publicado pelo Banco Central ao final de dezembro, é de que Produto Interno Bruto (PIB) tenha registrado incremento de 1,17% no ano, frente ao avanço de 1,10% em 2018 - o dado oficial deve ser publicado no final do primeiro trimestre de 2020.

A inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), fechou o ano de 2019 em 4,31%, conforme o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A taxa segue acima do centro meta de 4,25%, porém dentro do limite de variação de 1,5 ponto percentual para cima ou para baixo, definido pelo Conselho Monetário Nacional (CMN). Em 2018, o IPCA foi 3,75%.

A taxa básica de juros (SELIC) chegou ao final do ano em seu menor patamar histórico: 4,5% a.a, enquanto o dólar (Ptax) fechou o ano cotado a R$ 4,03 – 4,0% de valorização quando comparado a 2018.

Cenário no setor elétrico

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia líquido no país cresceu 1,4% em 2019, registrando 482.085 GWh – o crescimento havia sido de 1,1% em 2018. O consumo residencial cresceu 3,1% e o comercial 4,0%, enquanto o industrial regrediu 1,6%. Outras classes cresceram 2,1%. Já no estrato por regiões, a região Norte cresceu 2,0%, a Nordeste 3,1%, a Sul 2,0%, Centro-Oeste com 4,3% e o pior desempenho foi registrado pela região Sudeste, com 0,2%.

O consumo do mercado livre cresceu 1,9% em 2019, em ritmo consideravelmente menor que o registrado nos últimos anos – em 2018 o crescimento havia sido de 6,3% e de em 2017, 18,4%. O mercado cativo, que registrou queda no consumo nos últimos anos, em 2019 obteve leve aumento, de 1,2%.

Influência da Hidrologia no setor

O cenário hidrológico de 2019 (com 54,8GW médio de Energia Natural Afluente no Sistema Interligado Nacional - SIN) foi mais ainda mais restritivo que em 2018 (com 60,9GW médio), em termos de oferta de energia hidrelétrica. Todos os subsistemas encerraram o ano de 2019 com níveis de armazenamento dos reservatórios inferiores àqueles apresentados em janeiro do mesmo ano. Apesar dessa baixa oferta de energia hidrelétrica e do crescimento do consumo de energia elétrica da ordem de 2%, a maior oferta de outras fontes de energia, em especial eólica e solar, acabaram fazendo com que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio de 2019 ficasse menor que no ano anterior.

Conforme dados da CCEE, o GSF (*Generation Scaling Factor*), em 2019 foi de 81,0%, ligeiramente inferior aos 81,6% registrados em 2018.

Desempenho econômico-financeiro

	Resultado por segmento – 2019 x 2018 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração[1]	*Trading*	Transmissão[2]	Painéis Solares[3]	Transporte de Gás	Consolidado
2019						
Receita operacional líquida	8.427,7	1.109,0	169,9	97,9	-	9.804,5
Custos operacionais	(4.294,1)	(1.111,4)	(151,5)	(96,0)	-	(5.653,0)
Lucro (prejuízo) bruto	**4.133,6**	**(2,4)**	**18,4**	**1,9**	**-**	**4.151,5**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(243,2)	(2,9)	-	(7,1)	-	(253,2)
Outras receitas operacionais, líquidas	320,4	-	-	-	-	320,4
Impairment[4]	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	81,1	81,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.205,9**	**(5,3)**	**18,4**	**(5,2)**	**81,1**	**4.294,9**
2018						
Receita operacional líquida	8.095,0	614,9	47,7	37,2	-	8.794,8
Custos operacionais	(4.217,0)	(580,2)	(45,4)	(33,4)	-	(4.876,0)
Lucro bruto	**3.878,0**	**34,7**	**2,3**	**3,8**	**-**	**3.918,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(203,5)	(2,1)	-	(2,1)	-	(207,7)
Outras despesas operacionais, líquidas	(3,7)	-	-	-	-	(3,7)
Impairment	(39,3)	-	-	-	-	(39,3)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(1,0)	-	(1,0)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**3.631,5**	**32,6**	**2,3**	**0,7**	**-**	**3.667,1**
Variação						
Receita operacional líquida	332,7	494,1	122,2	60,7	-	1.009,7
Custos operacionais	(77,1)	(531,2)	(106,1)	(62,6)	-	(777,0)
Lucro (prejuízo) bruto	**255,6**	**(37,1)**	**16,1**	**(1,9)**	**-**	**232,7**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(39,7)	(0,8)	-	(5,0)	-	(45,5)
Outras receitas operacionais, líquidas	324,1	-	-	-	-	324,1
Impairment	34,4	-	-	-	-	34,4
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	1,0	81,1	82,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**574,4**	**(37,9)**	**16,1**	**(5,9)**	**81,1**	**627,8**

(1) Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").
(2) Segmento representado pelo Sistema de Transmissão Gralha Azul, em fase de construção.
(3) O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.
(4) Provisão para redução ao valor recuperável ("Impairment").

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

A Companhia atua no segmento "Transporte de Gás" por meio da controlada em conjunto Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"), cujos efeitos estão reconhecidos como "Resultado de equivalência patrimonial" nas demonstrações contábeis da Companhia. Dessa forma, os resultados auferidos pela TAG não são consolidados pela Companhia e, portanto, não são apresentados nas aberturas de "Receita operacional líquida" e "Custos operacionais".

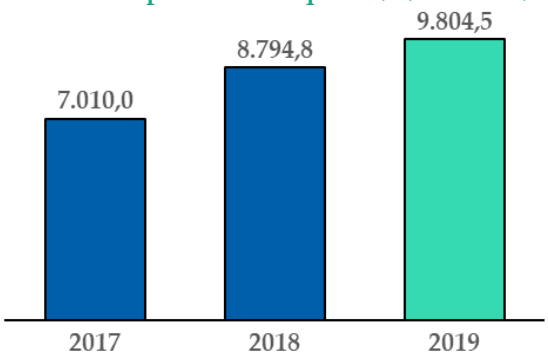
Receita operacional líquida

	Receita por segmento – 2019 x 2018 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares[1]	Consolidado
2019					
Distribuidoras de energia elétrica	3.292,7	-	-	-	3.292,7
Consumidores livres	3.164,1	-	-	-	3.164,1
Operações de *trading* de energia	-	1.078,4	-	-	1.078,4
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	23,5	-	-	23,5
Transações no mercado de curto prazo	699,1	7,1	-	-	706,2
Comercializadoras de energia elétrica	728,0	-	-	-	728,0
Remuneração dos ativos de concessão	382,7	-	14,5	-	397,2
Receita de construção	-	-	155,4	-	155,4
Receita de serviços prestados	116,0	-	-	-	116,0
Outras receitas	45,1	-	-	97,9	143,0
Receita operacional líquida	**8.427,7**	**1.109,0**	**169,9**	**97,9**	**9.804,5**
2018					
Distribuidoras de energia elétrica	2.721,8	-	-	-	2.721,8
Consumidores livres	3.020,1	-	-	-	3.020,1
Operações de *trading* de energia	-	566,3	-	-	566,3
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	43,2	-	-	43,2
Transações no mercado de curto prazo	923,4	5,4	-	-	928,8
Comercializadoras de energia elétrica	856,8	-	-	-	856,8
Remuneração dos ativos de concessão	340,4	-	1,1	-	341,5
Receita de construção	-	-	46,6	-	46,6
Receita de serviços prestados	111,5	-	-	-	111,5
Outras receitas	121,0	-	-	37,2	158,2
Receita operacional líquida	**8.095,0**	**614,9**	**47,7**	**37,2**	**8.794,8**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	570,9	-	-	-	570,9
Consumidores livres	144,0	-	-	-	144,0
Operações de *trading* de energia	-	512,1	-	-	512,1
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	(19,7)	-	-	(19,7)
Transações no mercado de curto prazo	(224,3)	1,7	-	-	(222,6)
Comercializadoras de energia elétrica	(128,8)	-	-	-	(128,8)
Remuneração dos ativos de concessão	42,3	-	13,4	-	55,7
Receita de construção	-	-	108,8	-	108,8
Receita de serviços prestados	4,5	-	-	-	4,5
Outras receitas	(75,9)	-	-	60,7	(15,2)
Receita operacional líquida	**332,7**	**494,1**	**122,2**	**60,7**	**1.009,7**

(1) O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R$ 8.794,8 milhões em 2018 para R$ 9.804,5 milhões em 2019, ou seja, elevação de R$ 1.009,7 milhões (11,5%). Essa variação decorre dos seguintes efeitos: (i) R$ 494,1 milhões (80,4%) de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (ii) R$ 332,7 milhões (4,1%) de aumento no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, por (ii.i) acréscimo de R$ 383,3 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (ii.ii) R$ 202,8 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii.iii) R$ 42,3 milhões de aumento na remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; e (ii.iv) R$ 4,5 milhões de acréscimo nas receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguara e Miranda. Esses acréscimos foram parcialmente atenuados por: (ii.v) redução nas transações realizadas no mercado de curto prazo, no montante de R$ 224,3 milhões; e (ii.vi) decréscimo de R$ 73,9 milhões de receitas relativas à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade; (iii) R$ 122,2 milhões (256,2%) de aumento relacionados ao segmento de transmissão; e (iv) R$ 60,7 milhões (163,2%) de acréscimo relativo à receita de venda e instalação de painéis solares, a qual passou a ser consolidada em agosto de 2018. Os resultados dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

Receita operacional líquida (R$ milhões)



As variações observadas nos itens (ii.i), (ii.ii) e (ii.v), foram impactadas pelo acréscimo de R$ 574,3 milhões motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, assim como o efeito da transação não recorrente destacada no item (ii.vi), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziu R$ 167,7 milhões (2,1%), na comparação entre os anos de 2018 e 2019.

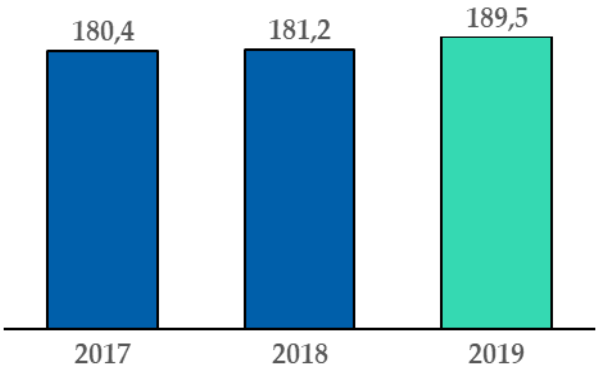
Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

- Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço médio líquido de venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu em 2019 R$ 189,45/MWh, 4,5% superior ao praticado em 2018, que foi de R$ 181,23/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* de energia que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

Preço médio líquido de venda (R$/MWh)[1]

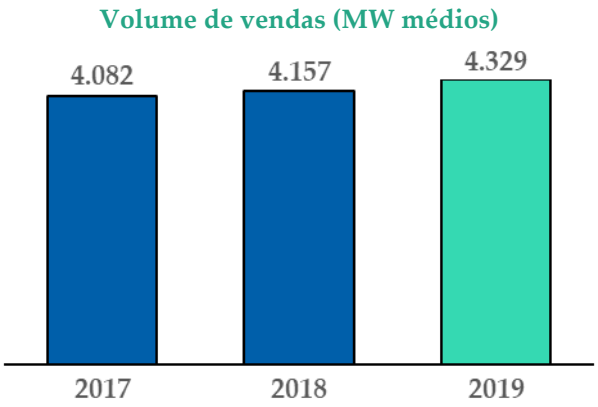


(1) Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes e por novas contratações via comercializadoras, que apresentaram preços médios superiores aos contratos finalizados e existentes, parcialmente atenuada pelo menor preço médio no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de contratos cujo início do suprimento ocorreu a partir do primeiro trimestre de 2019, e por novas contratações via consumidores livres com preços médios inferiores aos contratos existentes.

Volume de vendas

Em 2019, o volume de venda de energia foi de 37.925 GWh (4.329 MW médios), contra 36.411 GWh (4.157 MW médios) registrados em 2018, acréscimo de 1.514 GWh (172 MW médios) ou 4,1%. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.



O aumento no volume de vendas foi resultante, substancialmente, da elevação das vendas para distribuidoras decorrente do início do atendimento a leilões de energia nova a partir do primeiro trimestre de 2019 e da entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul no final do segundo trimestre de 2019, cuja energia é destinada também ao atendimento de leilões de energia nova, parcialmente atenuada pela redução observada no consumo de clientes livres.

Receita de venda de energia elétrica

- Distribuidoras: a receita de venda a distribuidoras em 2019 atingiu R$ 3.292,7 milhões, elevação de R$ 570,9 milhões (21,0%) em relação ao exercício de 2018, quando foi de R$ 2.721,8 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 592,1 milhões — aumento de 2.694 GWh (307 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 21,2 milhões — redução de 0,8% no preço médio líquido de vendas. O aumento no volume de vendas foi motivado, substancialmente, pelo início do suprimento relativo aos leilões de energia nova pela Usina Termelétrica Ferrari, pelas centrais eólicas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Campo Largo — Fase I, Umburanas — Fase I e Trairí, que destinaram sua energia ao mercado regulado a partir do primeiro trimestre de 2019 e por Pampa Sul. O decréscimo nos preços foi motivado por menores preços médios dos leilões mencionados, de contratos cujos suprimentos iniciaram no primeiro trimestre de 2019, parcialmente suavizados pela correção monetária dos contratos vigentes e pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, superior à média dos contratos existentes.
- Comercializadoras: em 2019, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 728,0 milhões, R$ 128,8 milhões (15,0%) inferior à receita auferida em 2018, que foi de R$ 856,8 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 218,4 milhões — decréscimo de 1.237 GWh (141 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 89,6 milhões — acréscimo de 10,5% no preço médio líquido de vendas. O decréscimo da quantidade de energia vendida decorreu, principalmente, das migrações de parte dos clientes, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres, parcialmente atenuado pelo aumento de consumo dos demais clientes. A elevação do preço ocorreu, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados e pela correção monetária dos contratos vigentes.

- Consumidores livres: A receita de venda a consumidores livres alcançou R$ 3.164,1 milhões, montante R$ 144,0 milhões (4,8%) superior aos R$ 3.020,1 milhões verificados em 2018. Esse acréscimo está relacionado ao que segue: (i) R$ 134,4 milhões — aumento de 4,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 9,6 milhões — incremento de 57 GWh (6 MW médios) no volume de venda de energia. A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuada por novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados. O aumento na quantidade de energia vendida foi motivado pelo acréscimo do volume de vendas aos clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres, parcialmente atenuado pelo menor consumo de clientes ante as quantidades contratadas.

Transações no mercado de energia de curto prazo

Em 2019, em comparação com o ano anterior, houve redução de R$ 224,3 milhões (24,3%) na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 923,4 milhões em 2018 para R$ 699,1 milhões em 2019. Esses valores não incluem as transações no mercado de curto prazo relacionadas às operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

Remuneração dos ativos financeiros de concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A remuneração dos ativos financeiros de concessões, na comparação entre anos, apresentou acréscimo de R$ 42,3 milhões (12,4%), passando de R$ 340,4 milhões em 2018 para R$ 382,7 milhões em 2019, motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e da variação do IPCA entre os períodos em comparação.

Receita de serviços prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão (GAG melhorias). Entre os anos analisados, houve acréscimo de R$ 4,5 milhões (4,0%), passando de R$ 111,5 milhões em 2018 para R$ 116,0 milhões em 2019. A elevação decorre, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

➢ Painéis solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída, apresentou acréscimo de R$ 60,7 milhões (163,2%) entre os anos analisados, passando de R$ 37,2 milhões em 2018 para R$ 97,9 milhões em 2019. O controle da EGSD foi adquirido em agosto de 2018, data na qual a controlada passou a ser consolidada pela Companhia e motivo pelo qual ocorreu o expressivo aumento em bases anuais.

Custos operacionais

	Custos por segmento – 2019 x 2018 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis solares[1]	Consolidado
2019					
Compras de energia	1.561,5	1.090,5	-	-	2.652,0
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	14,2	-	-	14,2
Transações no mercado de curto prazo	421,0	6,7	-	-	427,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	513,7	-	-	-	513,7
Combustíveis para geração	173,0	-	-	-	173,0
Royalties	131,6	-	-	-	131,6
Pessoal	254,7	-	-	10,1	264,8
Materiais e serviços de terceiros	277,6	-	-	16,1	293,7
Depreciação e amortização	844,3	-	-	0,1	844,4
Seguros	65,6	-	-	-	65,6
Custos de construção	-	-	151,3	-	151,3
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	70,8	70,8
Outros custos operacionais, líquidos	51,1	-	0,2	(1,1)	50,2
Custos operacionais	**4.294,1**	**1.111,4**	**151,5**	**96,0**	**5.653,0**
2018					
Compras de energia	1.746,3	578,6	-	-	2.324,9
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	-	-	-
Transações no mercado de curto prazo	572,5	1,6	-	-	574,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	461,1	-	-	-	461,1
Combustíveis para geração	152,1	-	-	-	152,1
Royalties	123,2	-	-	-	123,2
Pessoal	218,2	-	-	3,5	221,7
Materiais e serviços de terceiros	198,4	-	-	4,8	203,2
Depreciação e amortização	649,6	-	-	-	649,6
Seguros	39,5	-	-	-	39,5
Custos de construção	-	-	45,4	-	45,4
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	22,8	22,8
Outros custos operacionais, líquidos	56,1	-	-	2,3	58,4
Custos operacionais	**4.217,0**	**580,2**	**45,4**	**33,4**	**4.876,0**
Variação					
Compras de energia	(184,8)	511,9	-	-	327,1
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	14,2	-	-	14,2
Transações no mercado de curto prazo	(151,5)	5,1	-	-	(146,4)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	52,6	-	-	-	52,6
Combustíveis para geração	20,9	-	-	-	20,9
Royalties	8,4	-	-	-	8,4
Pessoal	36,5	-	-	6,6	43,1
Materiais e serviços de terceiros	79,2	-	-	11,3	90,5
Depreciação e amortização	194,7	-	-	0,1	194,8
Seguros	26,1	-	-	-	26,1
Custos de construção	-	-	105,9	-	105,9
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	48,0	48,0
Outros custos operacionais, líquidos	(5,0)	-	0,2	(3,4)	(8,2)
Custos operacionais	**77,1**	**531,2**	**106,1**	**62,6**	**777,0**

(1) O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

Em 2019, os custos operacionais atingiram R$ 5.653,0 milhões, superando em R$ 777,0 milhões (15,9%) os custos de 2018, de R$ 4.876,0 milhões. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 531,2 milhões (91,6%) nos custos de operações de *trading* de energia; (ii) acréscimo de R$ 106,1 milhões (233,7%) de custos no segmento de transmissão; (iii) incremento, no ano de 2019, de R$ 77,1 milhões (1,8%) em relação ao ano de 2018 nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iv) aumento de R$ 62,6 milhões (187,4%) de custos de venda e instalação de painéis apurados pela EGSD, os quais passaram a ser consolidados em agosto de 2018. Os custos dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

Da variação observada no item (iii), destaca-se o acréscimo de R$ 429,7 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo — Fase I e Umburanas — Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziram, em 2019, R$ 352,6 milhões (8,4%), em relação ao ano de 2018.

Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Comentários sobre as variações dos custos operacionais

➢ Geração e venda de energia do portfólio

- Compras de energia: na comparação entre os anos, houve redução nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia de R$ 184,8 milhões (10,6%), substancialmente motivada pelos seguintes eventos: (i) R$ 280,5 milhões — decréscimo de 1.678,9 GWh (192 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R$ 95,7 milhões — acréscimo de 6,5% no preço médio líquido de compras, que foi de R$ 167,09/MWh em 2018 para R$ 178,00/MWh em 2019. O acréscimo observado no preço médio líquido de compra foi motivado, principalmente, pela correção monetária do período. O decréscimo no volume de compras foi motivado, em especial, pela ampliação do parque gerador, com a entrada em operação comercial de Campo Largo — Fase I e Umburanas — Fase I.
- Transações no mercado de energia de curto prazo: os custos com essas transações foram inferiores em R$ 151,5 milhões (26,5%) entre 2018 e 2019. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.
- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 52,6 milhões (11,4%) entre os anos analisados, dos quais R$ 43,9 milhões são oriundos das entradas em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo — Fase I e Umburanas — Fase I. Desconsiderando o efeito citado, houve aumento de R$ 8,7 milhões (1,9%) entre 2018 e 2019, reflexo, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.
- Combustíveis para geração: houve acréscimo de R$ 20,9 milhões (13,7%) entre 2018 e 2019, motivado, substancialmente, pelo consumo de combustível oriundo da entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul, em junho de 2019, no montante de R$ 53,5 milhões e pelos efeitos do reajuste anual do custo com combustíveis. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo reconhecimento em 2018 de custo adicional oriundo de acordo judicial com fornecedor de gás natural de R$ 23,3 milhões na Usina Termelétrica William Arjona ("UTWA"), e pela redução no consumo anual de combustíveis na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, no montante de R$ 9,1 milhões. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial da Pampa Sul e do custo adicional da UTWA, o custo com combustíveis apresentaria decréscimo de R$ 9,3 milhões (7,2%).

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): Na comparação anual houve aumento de R$ 8,4 milhões (6,8%), refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas em 2019 e o reajuste de 4,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2019.
- Pessoal: elevação de R$ 36,5 milhões (16,7%) na comparação entre 2019 e 2018 resultante, substancialmente das novas contratações e redução dos custos capitalizados com pessoal durante a execução das obras de construção de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas — Fase I, no montante de R$ 21,2 milhões. Desconsiderando o efeito decorrente de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas — Fase I, houve acréscimo de e R$ 15,3 milhões (7,0%) oriundo de reajuste anual e novas contratações.
- Material e serviços de terceiros: elevação de R$ 79,2 milhões (39,9%) na comparação entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do acréscimo de R$ 57,4 milhões nos custos de operação e manutenção decorrentes de novos contratos oriundos da entrada em operação de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas — Fase I e nos custos de manutenção das usinas hidrelétricas Jaguara e Miranda, relacionados à GAG melhorias, de R$ 14,0 milhões. Desconsiderando esses efeitos, os custos com material e serviços de terceiros sofreram acréscimo de R$ 7,8 milhões (3,6%), motivado, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes no período.
- Depreciação e amortização: aumento de R$ 194,7 milhões (30,0%) entre os anos analisados, dos quais R$ 158,1 milhões são oriundos das entradas em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas — Fase I e R$ 36,6 milhões (5,8%) provenientes, substancialmente, das grandes manutenções realizadas no parque gerador da Companhia a partir do segundo semestre de 2018, que passaram a gerar depreciação após conclusão.
- Seguros: Na comparação entre 2018 e 2019, houve aumento de R$ 26,1 milhões (66,1%), dos quais R$ 7,8 milhões são oriundos das entradas em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas — Fase I e R$ 18,3 milhões (46,3%) em decorrência de aumento de prêmio na renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2019.

➢ Painéis solares

Na comparação anual, o acréscimo é motivado, principalmente, pelos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 48,0 milhões (210,5%) nos custos das vendas e instalação dos painéis solares; (ii) aumento de R$ 11,3 milhões (235,4%) nos custos com materiais e serviços de terceiros; e (iii) acréscimo de R$ 6,6 milhões nos custos com pessoal (188,6%). Os aumentos são motivados, substancialmente, pela aquisição integral da controlada ESGD ter ocorrido em agosto de 2018.

Resultado operacional do segmento de *trading* de energia

A Companhia ingressou, em janeiro de 2018, no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. Tais operações são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

Em comparação entre os anos, o resultado bruto apresentou redução de R$ 37,1 milhões (63,9%), passando de lucro de R$ 34,7 milhões em 2018 para prejuízo de R$ 2,4 milhões em 2019. Essa variação é motivada pelos seguintes efeitos negativos: (i) R$ 33,9 milhões decorrentes da marcação a mercado; e (ii) R$ 3,4 milhões oriundos do resultado das transações no mercado de energia de curto prazo. Esses impactos foram parcialmente atenuados pelo acréscimo de R$ 0,2 milhão de resultado positivo nas transações realizadas.

Resultado operacional do segmento de transmissão de energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão do Sistema de Transmissão Gralha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão.

Receita de transmissão

A receita do segmento de transmissão de energia aumentou R$ 122,2 milhões (256,2%), dos quais: (i) R$ 108,8 milhões correspondem ao incremento na receita de construção; e (ii) R$ 13,4 milhões decorrem do acréscimo na remuneração do ativo de contrato – ambos consequência da evolução na execução das obras de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também é impactada pela variação do IPCA.

Custo de construção

O custo de construção apresentou acréscimo de R$ 105,9 milhões (233,3%) entre os anos comparados, relacionado aos custos da construção da infraestrutura do Sistema de Transmissão Gralha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção. O acréscimo foi motivado pelo avanço na execução das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Detalhamento das operações de curto prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No acumulado de 2019, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R$ 278,5 milhões, decréscimo de R$ 76,2 milhões em relação ao resultado também positivo de R$ 354,7 milhões do ano de 2018, sendo R$ 72,8 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 3,4 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa redução é reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) redução de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) menor impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (iii) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste entre os anos em análise; (iv) maior geração termelétrica entre os períodos analisados; e (v) aumento da receita no MRE.

Em dezembro de 2018, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2019 em R$ 513,89/MWh e R$ 42,35/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	2018	2019	Var. (%)
Sul	287,73	227,10	(21,1%)
Sudeste/Centro-Oeste	287,73	227,10	(21,1%)
Nordeste	273,90	166,73	(39,1%)

Despesas com vendas, gerais e administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas apresentaram incremento de R$ 45,5 milhões (21,9%) entre 2018 e 2019, saindo de R$ 207,7 milhões em 2018 para R$ 253,2 milhões em 2019, motivado pela combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R$ 39,7 milhões (19,5%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pelos seguintes efeitos: (i.i) aumento de R$ 17,8 milhões nas despesas com pessoal (17,0%); (i.ii) registro de efeito não recorrente originado da recuperação de créditos de PIS e Cofins, em 2018, incidentes sobre a aquisição de determinados materiais e serviços de terceiros, no montante de R$ 9,9 milhões; (i.iii) R$ 6,3 milhões de incremento nas despesas com materiais e serviços (11,5%); (ii) aumento de R$ 5,0 milhões (238,1%) oriundos do segmento de venda e instalação de painéis; e (iii) R$ 0,8 milhão (38,1%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

Os acréscimos nas despesas com vendas, gerais e administrativas foram consequência, substancialmente, (i) do crescimento da capacidade operacional da Companhia, com acréscimo de 8,8% na capacidade instalada entre os anos de 2018 e 2019, passando de 8.004,8 MW em 31 de dezembro de 2018 para 8.710,5 MW em 31 de dezembro de 2019; (ii) da nova dinâmica do mercado, pautada na transição energética e na ampliação do acesso ao mercado livre; e (iii) dos efeitos da inflação nos contratos vigentes e nas despesas com pessoal entre os períodos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por reduções em determinadas despesas, tendo em vista que a Companhia envida esforços para buscar a otimização das despesas.

Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas

As outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, apresentaram efeito positivo de R$ 324,1 milhões entre 2018 e 2019, sendo que em 2019 a Companhia reconheceu outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R$ 320,4 milhões, enquanto em 2018 houve reconhecimento de outras despesas operacionais, líquidas, no montante de R$ 3,7 milhões. Essa variação é motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no terceiro trimestre de 2019, de outras receitas operacionais oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra, no montante de R$ 321,0 milhões. O valor recebido está estipulado em contrato e é apurado a partir do produto entre a quantidade de dias em atraso na entrega da obra e um valor fixo diário. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pelo resultado não auferido em consequência de atraso na conclusão da obra.

Resultado de equivalência patrimonial – transporte de gás

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. (Aliança) adquiriu 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG. A Companhia possuía 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto, Aliança e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG. Em 2 de setembro de 2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança. A partir desta data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

A Companhia reconheceu no ano resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R$ 81,1 milhões, sendo (i) R$ 272,5 milhões de resultado positivo oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R$ 778,9 milhões relativos ao Ebitda positivo; (i.ii) R$ 258,3 milhões de depreciação e amortização, dos quais R$ 86,4 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R$ 159,9 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R$ 88,2 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro; e (ii) R$ 191,4 milhões de resultado negativo oriundo da controlada em conjunto Aliança até agosto de 2019 (anteriormente à incorporação), decorrente substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (ii.i) resultado financeiro negativo de R$ 106,0 milhões, motivado, principalmente, pelos encargos da dívida; (ii.ii) amortização da mais-valia originada na aquisição do controle compartilhado da TAG, no montante de R$ 58,1 milhões; (ii.iii) despesas não recorrentes de R$ 44,7 milhões referentes a assessorias financeira, jurídica, tributária, societária, regulatória, entre outras, vinculadas ao desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG; (ii.iv) efeito positivo nas despesas com IR/CSLL no montante de R$ 20,4 milhões; e (ii.v) outras despesas gerais e administrativas de R$ 3,0 milhões.

A TAG é uma controlada em conjunto da EBE, motivo pelo qual não é consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia, sendo seus efeitos reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial. O resultado de equivalência patrimonial da TAG é composto pelos seguintes itens:

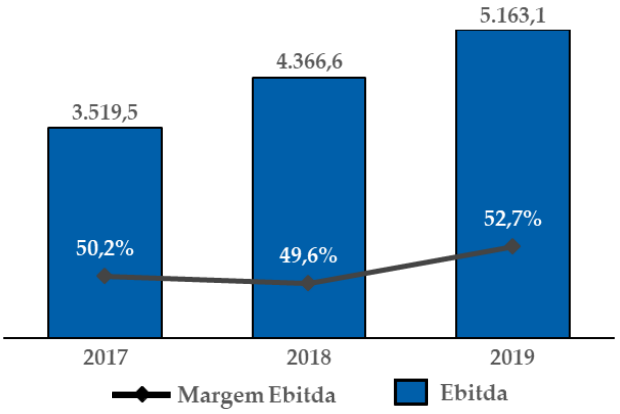
DRE – em R$ milhões	2019	
	100%	*Participação da Companhia*
Aliança (32,5%)		
Despesas gerais e administrativas	(325,4)	(105,8)
Amortização mais valia de ativos	*(178,7)*	*(58,1)*
Despesas de desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	*(137,5)*	*(44,7)*
Outros	*(9,2)*	*(3,0)*
Prejuízo antes do resultado financeiro e impostos	**(325,4)**	**(105,8)**
Resultado financeiro	(326,3)	(106,0)
Prejuízo antes dos impostos	**(651,7)**	**(211,8)**
Imposto de renda e contribuição social	62,8	20,4
Prejuízo líquido da Aliança referente ao período de 01/01 a 02/09/2019	**(588,9)**	**(191,4)**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da Aliança	**(191,4)**	
TAG (29,25%)		
Receita operacional líquida	2.915,7	852,8
Custos dos serviços prestados	(1.002,1)	(293,1)
Lucro bruto	**1.913,6**	**559,7**
Despesas gerais e administrativas	(133,7)	(39,1)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.779,9**	**520,6**
Resultado financeiro	(546,6)	(159,9)
Lucro antes dos impostos	**1.233,3**	**360,7**
Imposto de renda e contribuição social	(301,6)	(88,2)
Lucro líquido da TAG referente ao período de 13/06 a 31/12/2019	**931,7**	**272,5**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	**272,5**	
Impacto na equivalência patrimonial da EBE referente a 2019	**81,1**	

Ebitda e margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 2019 x 2018 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2019						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.205,9	(5,3)	18,4	(5,2)	81,1	4.294,9
Depreciação e amortização	862,5	-	-	0,8	-	863,3
Ebitda	**5.068,4**	**(5,3)**	**18,4**	**(4,4)**	**81,1**	**5.158,2**
Impairment	4,9	-	-	-	-	4,9
Ebitda Ajustado	**5.073,3**	**(5,3)**	**18,4**	**(4,4)**	**81,1**	**5.163,1**
Margem Ebitda Ajustada	**60,2%**	**(0,5%)**	**10,8%**	**(4,5%)**	**-**	**52,7%**
2018						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	3.631,5	32,6	2,3	0,7	-	3.667,1
Depreciação e amortização	660,0	-	-	0,2	-	660,2
Ebitda	**4.291,5**	**32,6**	**2,3**	**0,9**	**-**	**4.327,3**
Impairment	39,3	-	-	-	-	39,3
Ebitda Ajustado	**4.330,8**	**32,6**	**2,3**	**0,9**	**-**	**4.366,6**
Margem Ebitda Ajustada	**53,5%**	**5,3%**	**4,8%**	**2,4%**	**-**	**49,6%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	574,4	(37,9)	16,1	(5,9)	81,1	627,8
Depreciação e amortização	202,5	-	-	0,6	-	203,1
Ebitda	**776,9**	**(37,9)**	**16,1**	**(5,3)**	**81,1**	**830,9**
Impairment	(34,4)	-	-	-	-	(34,4)
Ebitda Ajustado	**742,5**	**(37,9)**	**16,1**	**(5,3)**	**81,1**	**796,5**
Margem Ebitda Ajustada	**6,7 p.p.**	**(5,8 p.p.)**	**6,0 p.p.**	**(6,9 p.p.)**	**-**	**3,1 p.p.**

Na comparação anual entre 2019 e 2018, o Ebitda aumentou em R$ 796,5 milhões (18,2%), passando de R$ 4.366,6 milhões em 2018 para R$ 5.163,1 milhões em 2019. A variação é consequência da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 383,3 milhões em razão de aumento do volume de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (ii) R$ 321,0 milhões referentes ao reconhecimento, no terceiro trimestre de 2019, de outras receitas operacionais oriundas de recebimento de indenização em razão do descumprimento de condições contratuais pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente o atraso na conclusão da obra, que motivou a frustração de resultado da Companhia; (iii) R$ 202,8 milhões motivados pelo aumento de preço médio líquido de energia vendida, sem considerar as operações de *trading*; (iv) R$ 184,8 milhões referentes ao menor volume de compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (v) R$ 81,1 milhões de resultado positivo de participação societária na TAG/Aliança; e (vi) acréscimo de R$ 55,7 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Ebitda[1] (R$ milhões) e margem Ebitda



(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + impairment

Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes efeitos negativos: (i) incremento de R$ 90,5 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (ii) redução de R$ 73,9 milhões de receitas não recorrentes relativas à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro e cobrança de multa contratual de fornecedor; (iii) decréscimo de R$ 72,8 milhões no resultado positivo das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (iv) elevação de R$ 52,6 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (v) crescimento de R$ 43,1 milhões de custos com pessoal; (vi) R$ 37,9 milhões oriundos do aumento do resultado negativo líquido das operações de *trading* de energia - dos quais R$ 33,9 milhões decorreram dos efeitos da marcação a mercado e R$ 4,0 milhões são originados das transações realizadas neste segmento; (vii) acréscimo de R$ 37,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (viii) aumento de R$ 20,9 milhões nos custos com combustíveis; e (ix) acréscimo de R$ 3,3 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I e Umburanas — Fase I, cujo Ebitda total foi de R$ 719,0 milhões e de R$ 95,5 milhões nos anos de 2019 e 2018, respectivamente.

A margem Ebitda apresentou acréscimo de 3,1 pontos percentuais, saindo de 49,6% em 2018 para 52,7% em 2019. Considerando-se apenas os resultados auferidos pelo segmento de geração e venda de energia do portfólio, desconsiderando o resultado auferido pelas entradas em operação comercial e as operações não recorrentes mencionadas acima (itens (ii) dos efeitos positivos e (ii) dos efeitos negativos), o Ebitda seria de R$ 4.343,1 milhões em 2019 e de R$ 4.150,2 milhões em 2018 e a margem Ebitda de 2019 seria de 56,2% e em 2018, de 52,6%, o que representaria um acréscimo de 3,6 pontos percentuais entre os anos em análise.

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

(Valores em R$ milhões)	2017	2018	2019	Var. % 2019/2018
Lucro líquido	2.004,6	2.315,4	2.311,1	-0,2
(+) Imposto de renda e contribuição social	618,8	652,4	776,8	19,1
(+) Resultado financeiro	226,8	699,3	1.207,0	72,6
(+) Depreciação e amortização	649,0	660,2	863,3	30,8
Ebitda	**3.499,2**	**4.327,3**	**5.158,2**	**19,2**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	18,4	39,3	4,9	-87,5
Ebitda ajustado	**3.519,5**	**4.366,6**	**5.163,1**	**18,2**

O Ebitda inclui o resultado de equivalência patrimonial da controlada em conjunto, TAG, visto que a subsidiária possui expectativa de distribuição de dividendos de forma frequente e recorrente.

Provisão para redução ao valor recuperável ("*Impairment*")

A Companhia complementou o *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, cuja operação comercial foi descontinuada por inviabilidade econômico-financeira, nos montantes de R$ 39,3 milhões em 2018 e de R$ 4,9 milhões em 2019.

Resultado financeiro

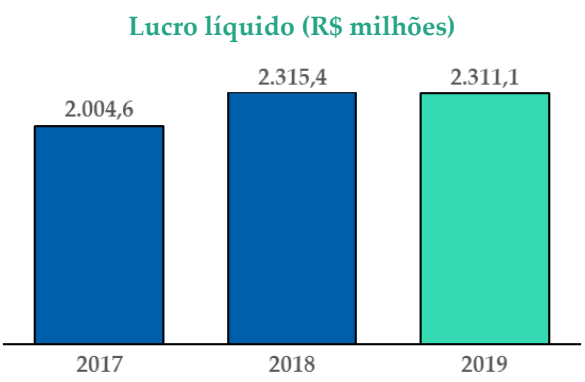
- Receitas financeiras: No comparativo entre os anos, as receitas financeiras reduziram R$ 7,6 milhões (4,9%), passando de R$ 154,7 milhões em 2018 para R$ 147,1 milhões em 2019. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) redução de R$ 16,8 milhões nos juros sobre contas a receber, principalmente, sobre valores na CCEE; e (ii) acréscimo de R$ 10,2 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do maior volume de recursos investidos, parcialmente atenuado pela queda na taxa de juros.
- Despesas financeiras: as despesas aumentaram de R$ 854,0 milhões em 2018 para R$ 1.354,1 milhões em 2019, ou seja, R$ 500,1 milhões (58,6%), resultado, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 380,1 milhões nos juros e de R$ 70,6 milhões na variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas, em função, principalmente, da emissão de debêntures pela Companhia, em julho de 2018, maio de 2019 e em agosto de 2019, da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2018 e 2019 para gestão do fluxo de caixa e realização de investimentos e da redução de juros capitalizados, em razão da entrada em operação de Pampa Sul, Campo Largo — Fase I e Umburanas — Fase I (ii) elevações de R$ 30,1 milhões nos juros e R$ 13,7 milhões na correção monetária sobre as concessões a pagar.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

As despesas com IR e CSLL aumentaram R$ 124,4 milhões (19,1%), passando de R$ 652,4 milhões em 2018 para R$ 776,8 milhões em 2019, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos e das alterações realizadas em 2018 no regime de tributação de empresas controladas e pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2019, quando comparado aos valores creditados em 2018. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2019 foi de 25,2%, superior em 3,2 pontos percentuais à taxa apurada em 2018, de 22,0%.

Lucro líquido

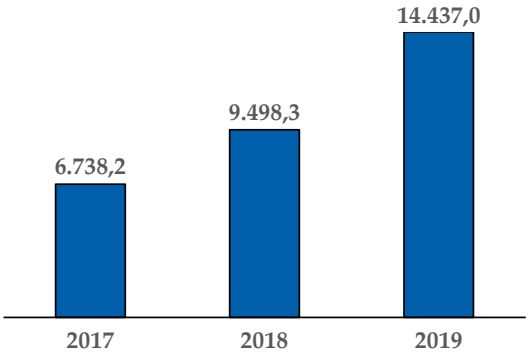
O lucro líquido reduziu de R$ 2.315,4 milhões em 2018 para R$ 2.311,1 milhões, ou seja, decréscimo de R$ 4,3 milhões ou 0,2%. Essa redução é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R$ 796,5 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R$ 507,7 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) acréscimo de R$ 203,1 milhões da depreciação e amortização; (iv) acréscimo de R$ 124,4 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (v) redução do *impairment* de ativos de R$ 34,4 milhões.



Endividamento

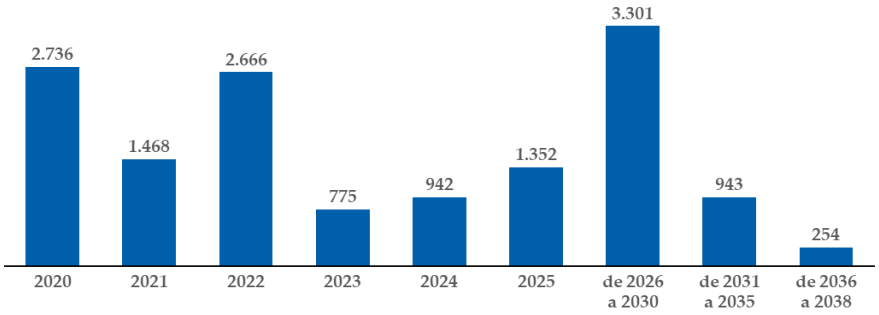
Em 31 de dezembro de 2019, a dívida bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 14.436,7 milhões — aumento de 52,0% (R$ 4.938,4 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2018.

Dívida bruta (R$ milhões)

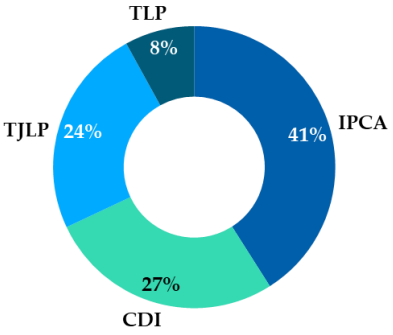


A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no ano de 2019: (i) emissão de debêntures, no valor de R$ 4.065,0 milhões com a finalidade de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia e projetos como Assú V, Umburanas —Fase I, Jaguara e Miranda; (ii) saques no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor total de R$ 1.519,3 milhões, destinados à construção dos Conjuntos Eólicos Umburanas —Fase I e Campo Largo —Fase I e da Usina Termelétrica Pampa Sul, à ampliação da Usina Termelétrica Ferrari e à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (iii) captação de empréstimos no montante de R$ 1.127,2 milhões junto a instituições financeiras situadas no exterior, totalmente protegidos por operações de *swap*, destinados à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iv) geração de R$ 963,6 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R$ 2.752,7 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



Composição da Dívida



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2019 foi 7,6% (8,6% no fim de 2018).

Em 31 de dezembro de 2019, a dívida líquida (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 10.191,8 milhões, aumento de 48,6% em relação ao registrado ao fim de 2018.

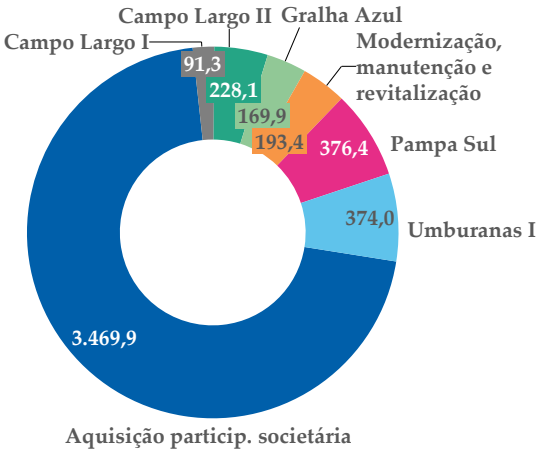
Dívida líquida (R$ milhões)

	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019	Var. % 2019/2018
Dívida bruta	6.756,4	9.720,2	14.763,1	51,9
Resultado de operações com derivativos	(18,2)	(222,0)	(326,3)	47,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(225,5)	(226,2)	(374,7)	65,6
Caixa e equivalentes de caixa	(1.930,1)	(2.415,8)	(3.870,3)	60,2
Dívida líquida total	**4.582,6**	**6.856,3**	**10.191,8**	**48,6**

Investimentos

Em 2019, a Companhia investiu R$ 4.903,0 milhões, dos quais (i) R$ 3.469,9 milhões foram destinados à aquisição de participação societária na Aliança, empresa adquirente de 90% da participação societária na TAG; (ii) R$ 1.239,7 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R$ 376,4 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul; R$ 374,0 milhões no Conjunto Eólico Umburanas – Fase I; R$ 228,1 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; R$ 169,9 milhões no Sistema de Transmissão de Energia Gralha Azul; e R$ 91,3 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I; (iii) R$ 138,9 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 54,5 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Investimentos em 2019 (R$ milhões)

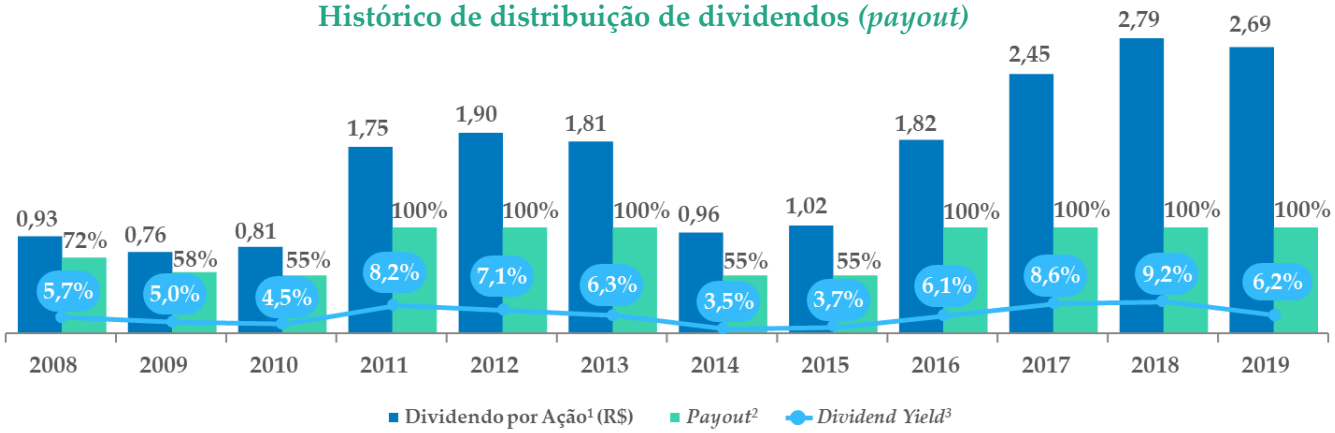


Dividendos

Mesmo diante do considerável ciclo de investimentos e crescimento vivenciado em 2019, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou a distribuição total de R$ 2.197,1 milhões em proventos relativos a 2019 (R$ 2,6928163913 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado no ano.

Do valor total mencionado, R$ 949,7 milhões (R$ 1,1640046498 por ação), se referem a proposta de dividendos complementares, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

Histórico de distribuição de dividendos *(payout)*



(1) Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07.12.2018.

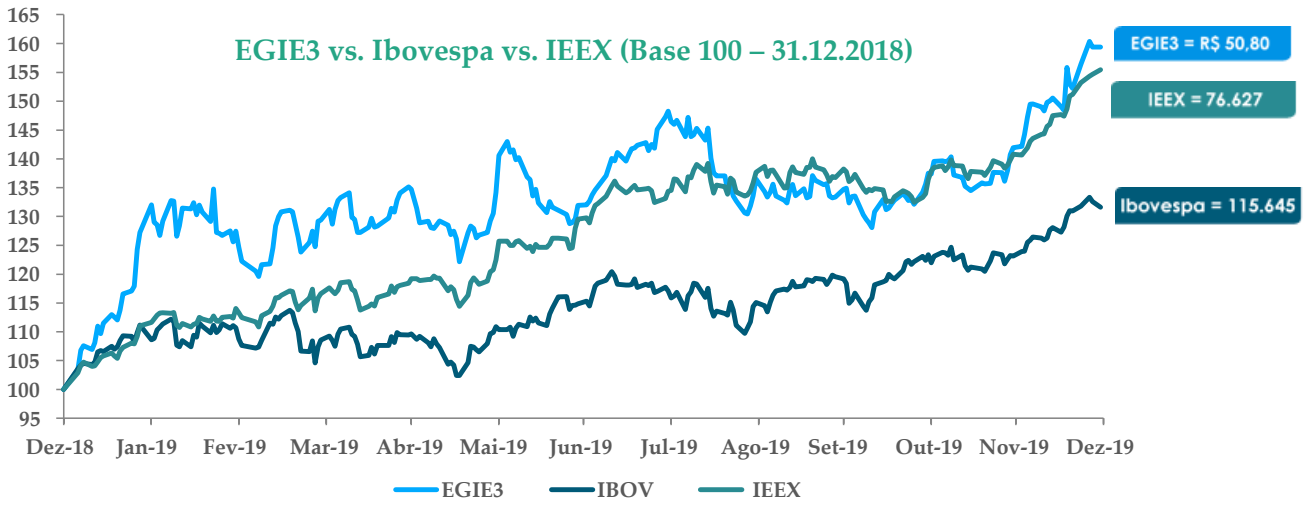
(2) Considera o lucro líquido ajustado do exercício.

(3) Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

Mercado de capitais e desempenho das ações

As ações da Companhia são negociadas na Bolsa Brasileira sob código EGIE3 (100% ações ordinárias). Além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código EGIEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 53,9%, ligeiramente abaixo do IEEX, que cresceu 55,5% e acima do Ibovespa, que aumentou 31,6%. O volume médio de negociação alcançou R$ 60,0 milhões, acréscimo de 56,1% em relação ao ano de 2018, quando atingiu R$ 38,5 milhões. As ações da Companhia encerraram o último pregão de dezembro de 2019 cotadas a R$ 50,80/ação, o que confere à ENGIE Brasil Energia valor de mercado de R$ 41,4 bilhões.



Ratings

A agência Fitch Ratings reafirmou em 2019 o Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' com perspectiva estável e em escala global 'BB' com perspectiva estável, um nível acima do rating soberano.

Agência Fitch Ratings	Classificação
Rating Nacional	AAA(bra)
Rating Internacional – Emissões em moeda nacional	BBB-
Rating Internacional – Emissões em moeda estrangeira	BB
Rating 6° Emissão de debêntures, com vencimento em 2024	AAA(bra)
Rating 7° Emissão de debêntures, com vencimento em 2026	AAA(bra)

GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

A gestão socioambiental da ENGIE Brasil Energia é dividida em dois focos fundamentais. O primeiro é relacionado ao gerenciamento das operações e de toda a área de influência das Usinas, e tendo como foco o desenvolvimento de ações para monitorar impactos positivos nas comunidades em que estamos inseridos, a proteção do meio ambiente e da biodiversidade, e a saúde e segurança de colaboradores e prestadores de serviços, desde a implantação de um novo empreendimento até a fase de operação.

O segundo eixo tem como objetivo estar a par sobre as mudanças de comportamento e de consumo da sociedade, incentivadas pela crescente conscientização acerca dos efeitos das mudanças climáticas, que trazem, em primeiro plano, consequências ao meio ambiente e, em um contexto mais amplo, reflexos diretos sobre as pessoas e o modelo econômico. Para as empresas de energia, consideradas parte da indústria "base" para a economia de qualquer país, esse movimento se traduz na chamada transição energética, que a ENGIE internalizou, desde 2015, como os 3 D´s – descarbonização, descentralização e digitalização. Portanto, esse é um objetivo que se aplica não apenas a nossas operações, mas também na oferta de soluções inovadoras a clientes, a fim de que o processo de descarbonização se dissemine ao longo de nossa cadeia de valor. Tal movimento se relaciona intimamente com a sustentabilidade da ENGIE, e com o futuro da sociedade.

Gestão Ambiental

Tendo no respeito ao meio ambiente um valor fundamental, a ENGIE Brasil Energia adota como prática a identificação de aspectos e impactos ambientais decorrentes de suas atividades, com base em programas e ações voltados ao monitoramento e controle das operações. Em complemento às atividades realizadas para assegurar a conformidade em relação à legislação ambiental vigente, a Companhia desenvolve uma série de iniciativas voluntárias com foco na conservação dos recursos naturais e minimização de impactos.

Para o alcance dos objetivos e metas ambientais corporativas, diversos indicadores de desempenho e conformidade são regularmente monitorados por meio do Sistema Integrado de Gestão (SIG). Dentre os principais aspectos monitorados estão os relacionados a emissões de gases de efeito estufa, gestão da água e efluentes, resíduos sólidos e manejo da fauna e flora.

Com relação a aspectos de conformidade legal, as seguintes licenças de operação (LO) foram renovadas no período:

- Usina Eólica Tubarão: LO n° 4099/2019, emitida em 12.07.2019, com validade até 12.07.2023;
- Usina Termelétrica Ferrari: LO n° 65003519, emitida em 02.08.2019, com validade até 02.08.2024 (ampliação da vazão de vapor - caldeira 4);
- Pequena Central Hidrelétrica José Gelásio: LO n° 319451/2019, emitida em 14.05.2019, com validade até 12.05.2024;
- Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra: LO n° 319926/2019, emitida em 18.07. 2019, com validade até 16.07.2024, para a Linha de Transmissão 230 kV, que liga a Usina à Subestação Rondonópolis;
- Usina Termelétrica Pampa Sul: LO n° 1520/2019, emitida em 13.06. 2019, com validade até 13.06.2029;
- Usina de Cogeração Lages: LO n° 6446/2019, emitida em 09.10.2019, com validade até 09.10.2023;
- Prorrogação da data de validade das LOs do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda até 01.04.2022, em razão da Certificação NBR ISO 14001, conforme prevê a Resolução Consema n° 98/2017.

Como parte dos programas voluntários desenvolvidos pela Companhia nas regiões em que opera, destacam-se:

- *Programa de Proteção de Nascentes*: realizado em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor, além de promover a conservação dos recursos naturais, contribui para a melhoria da qualidade da água consumida pelas comunidades. Desde o início do programa, 1.907 nascentes foram protegidas, 126 somente em 2019, na área de influência de 14 usinas operadas pela Companhia.

- *Doação e plantio de mudas*: a ENGIE Brasil Energia mantém oito viveiros de mudas, que cooperam para a manutenção dos biomas das regiões onde estão inseridos, através da criação das mudas de espécies nativas, doação à comunidade, e plantação pela própria Companhia. Ao todo, em 2019 foram mais de 400 mil mudas plantadas ou doadas. Além de contribuir para a conservação da biodiversidade, o projeto possui caráter educativo, pois parte das doações são realizadas em eventos promovidos em escolas e outros ambientes comunitários.

Responsabilidade social e relacionamento com as comunidades

Parceiras na busca pelo desenvolvimento sustentável das regiões onde a Companhia está inserida, as comunidades de entorno dos empreendimentos constituem um público prioritário para a ENGIE Brasil Energia. Por isso, a Companhia mantém abertos canais de diálogo, bem como mecanismos de apoio a projetos de iniciativa das comunidades. Pautado pelo respeito mútuo, esse relacionamento tem como base a construção de parcerias com agentes locais.

Em 2019, R$ 26,0 milhões foram investidos pela Companhia em projetos de desenvolvimento comunitário não vinculados à implantação de empreendimentos. Esses investimentos foram distribuídos entre recursos próprios e incentivados, conforme demonstra o quadro a seguir. Entre os projetos apoiados no ano destacam-se 12 voltados à acessibilidade com recursos do Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (Pronas/PCD) e seis dedicados à área oncológica, com financiamento do Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (Pronon) – historicamente, essas áreas tinham pouca demanda por apoio. A ENGIE Brasil Energia incentiva a busca por recursos com finalidades sociais, especialmente que afetem comunidades no entorno de seus empreendimentos.

Investimentos em responsabilidade social (em milhares de R$)

Fonte de recurso	2017	2018	2019	Variação
Investimentos não incentivados	2.898,1	3.497,0	4.179,0	19,5%
Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	2.022,9	1.837,0	2.609,0	42,0%
Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	9.537,1	8.798,0	9.375,0	6,6%
Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	1.895,2	1.610,0	2.490,0	54,7%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	2.119,0	1.597,0	2.535,0	58,7%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	1.383,5	1.607,4	2.546,0	58,4%
Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	2.423,2	1.430,9	2.286,0	59,8%
TOTAL	**22.278,9**	**20.377,3**	**26.020,0**	**27,7%**

Uma das principais ações de relacionamento com as comunidades em que a Companhia está inserida são os Centros de Cultura e Sustentabilidade – projetados, implantados e mantidos desde 2011 com patrocínio da EBE, tanto por meio de recursos incentivados quanto de recursos próprios. Estimulam iniciativas culturais e educativas nas comunidades do entorno das operações da Companhia, proporcionando oportunidades de convívio comunitário e o acesso a manifestações artísticas, tais como teatro, música, dança e cinema – tão pouco usuais nos municípios menores do interior. Atualmente são seis centros implementados, o último deles inaugurado no município de Minaçu (GO), em agosto de 2019 – no entorno da Usina Hidrelétrica Cana Brava. Outros dois Centros receberam aval do Ministério da Cidadania e Secretaria da Cultura para início das obras – uma vez que utilizam recursos de Incentivos Fiscais da Cultura. São o Centro de Cultura de Trairi (CE) e Centro de Cultura de Saudade do Iguaçu (PR).

Outra ferramenta importante no engajamento comunitário e difusão da cultura de sustentabilidade é o Programa de Visitas. Em parceria com outras entidades, a Companhia mantém rotinas estruturadas de visitações às usinas de seu parque gerador, apresentando como funcionam os empreendimentos e os projetos socioambientais desenvolvidos no entorno. O Programa é complementado por apresentações em escolas e outros ambientes comunitários, com foco nos mesmos temas e ênfase em educação ambiental. Cerca de 90 mil pessoas participaram das atividades do programa em 2019.

Gestão de Pessoas

Ativo intangível fundamental ao desenvolvimento do negócio, os colaboradores da ENGIE Brasil Energia estão cada vez mais alinhados à execução da estratégia corporativa, com foco na transição energética. Para tanto, a Companhia se empenha em proporcionar um ambiente de trabalho ético, com condições favoráveis ao desenvolvimento pessoal e profissional, que possibilite qualidade de vida, reconhecimento e satisfação.

No fim de 2019, 1.398 colaboradores integravam o quadro funcional da ENGIE Brasil Energia, que contempla também colaboradores de empreendimentos em que a EBE possui 100% de controle – com a seguinte composição:

Empregados próprios em 31.12.2019, por gênero e categoria funcional

Colaboradores por gênero e categoria funcional	homens	% dos homens	mulheres	% das mulheres	total	% do total
Gerência	204	18%	31	12%	235	17%
Analistas, engenheiros e especialistas	320	28%	132	49%	452	32%
Operadores, técnicos	607	54%	104	39%	711	51%
Total	**1.131**		**267**		**1.398**	

Além desse contingente, a Companhia contava também com 49 estagiários e outros 68 profissionais eram vinculados a empresas em que a Companhia não controla integralmente (37 à TAG, 25 à Companhia Energética Estreito e seis à Itá Energética).

Para avaliar a aderência dos programas desenvolvidos para os colaboradores, a Companhia realiza regularmente uma pesquisa de clima organizacional. Em 2019, 86% dos colaboradores responderam ao questionário. Os destaques desse ciclo de pesquisa foram:

- 94% recomendam a Companhia como um bom lugar para se trabalhar
- 94% se sentem orgulhosos por serem associados à Companhia
- 98% acreditam que a ENGIE é uma empresa ambientalmente responsável
- 97% acreditam que a ENGIE é uma empresa socialmente responsável
- 86% acreditam que a gestão apoia a diversidade e a inclusão na ENGIE

Admissões e demissões, por gênero e região

	Gênero		Região					TOTAL
	Mulheres	Homens	N	NE	CO	SE	S	
Total de admissões	26	114	1	9	2	1	127	**140**
Total de desligamentos	6	73	0	3	2	0	74	**79**
Taxa de rotatividade	1,1%	6,7%	0,0%	0,4%	0,1%	0,0%	7,2%	**7,8%**

Conforme definido na Política de Gestão Sustentável, a integridade física e psíquica, o profissionalismo, a capacitação e a competência dos empregados são prioridades para a ENGIE Brasil Energia. O mesmo cuidado dispensado aos empregados próprios é estendido aos prestadores de serviços – os contratos preveem cláusulas referentes ao tema, primando pela garantia da saúde e da segurança também de subcontratados e terceiros. Em 2019, nenhum acidente fatal foi registrado. No entanto, a meta relacionada à taxa de frequência de acidentes não foi alcançada, o que deu origem a planos de correção a serem executados em todas as usinas e na sede.

Acidentes de Trabalho exceto EGSD

Colaboradores próprios	
Número de horas de exposição ao risco	2.338.743
Acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	7
Dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	0
Acidentes fatais	0
Colaboradores de empresas contratadas	
Número de horas de exposição ao risco	8.603.756
Acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	55
Acidentes fatais	0

Acidentes de Trabalho EGSD

Colaboradores próprios	
Número de horas de exposição ao risco	215.037
Acidentes de trabalho e trajeto com e sem afastamento	1
Dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	65
Acidentes fatais	0
Colaboradores de empresas contratadas	
Número de horas de exposição ao risco	126.073
Acidente de trabalho e trajeto com e sem afastamento	4
Acidentes fatais	0

Indicadores – Saúde e Segurança no Trabalho exceto EGSD

Indicador	2017	2018	2019	Meta 2019	Meta 2020
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios	1,050	0,970	0,000	Não há	Não há
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios	0,004	0,000	0,000	**≤ 0,020**	≤ 0,020
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo	1,030	1,390	1,720	**≤ 0,800**	≤ 0,800
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção	0,690	1,640	0,630	**≤ 2,300**	≤ 2,400

Indicadores – Saúde e Segurança no Trabalho EGSD

Indicador	2019	Meta 2019	Meta 2020
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios	4,650	**≤ 10**	≤ 4,63
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios	0,302	**≤ 0,02**	≤ 0,069

Balanço Social

1 – Base de cálculo	2019 (R$ mil)				2018 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	9.804.478				8.794.792			
Resultado Operacional (RO)	3.087.937				2.967.816			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	194.608				165.921			
Valor Adicionado Total (VAT)	6.201.746				5.490.284			
2 – Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	19.011	9,77	0,19	0,31	19.381	11,68	0,22	0,35
Encargos sociais compulsórios	76.673	39,40	0,78	1,24	64.871	39,10	0,74	1,18
Previdência privada	38.635	19,85	0,39	0,62	38.910	23,45	0,44	0,71
Saúde	19.379	9,96	0,20	0,31	19.167	11,55	0,22	0,35
Segurança e saúde no trabalho	6.917	3,55	0,07	0,11	5.997	3,61	0,07	0,11
Educação	424	0,22	-	0,01	387	0,23	-	0,01
Cultura	28	0,01	-	-	25	0,02	-	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	5.725	2,94	0,06	0,09	4.638	2,80	0,05	0,08
Creches ou auxílio-creche	413	0,21	-	0,01	326	0,20	-	0,01
Esporte	560	0,29	0,01	0,01	506	0,30	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	49.669	25,52	0,51	0,80	42.147	25,40	0,48	0,77
Transporte	6.242	3,21	0,06	0,10	5.111	3,08	0,06	0,09
Outros	1.522	0,78	0,02	0,02	1.519	0,92	0,02	0,03
Total – Indicadores sociais internos	**225.198**	**115,72**	**2,30**	**3,63**	**202.985**	**122,34**	**2,31**	**3,70**
3 – Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	50	0,03	-	-	36	0,02	-	-
Cultura	11.539	5,93	0,12	0,19	10.515	6,34	0,12	0,19
Saúde e saneamento	5.312	2,73	0,05	0,09	3.205	1,93	0,04	0,06
Esporte	2.515	1,29	0,03	0,04	1.610	0,97	0,02	0,03
Outros	6.604	3,39	0,07	0,11	5.012	3,02	0,06	0,09
Total das contribuições para a sociedade	**26.020**	**13,37**	**0,27**	**0,42**	**20.378**	**12,28**	**0,23**	**0,37**
Tributos (excluídos encargos sociais)	2.081.252	1.069,46	21,23	33,56	1.835.167	1.106,05	20,87	33,43
Total – Indicadores sociais externos	**2.107.272**	**1.082,83**	**21,49**	**33,98**	**1.855.545**	**1.118,33**	**21,10**	**33,80**
4 – Indicadores ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
4.1 – Investimentos relacionados com a produção/operação da								
Desapropriação de terras	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivos e contingências ambientais	12.476	6,41	0,13	0,20	11.655	7,02	0,13	0,21
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	12.033	6,18	0,12	0,19	2.185	1,32	0,02	0,04
Outros	2.233	1,15	0,02	0,04	344	0,21	-	0,01
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**26.742**	**0,87**	**0,27**	**0,43**	**14.405**	**0,49**	**0,16**	**0,26**
4.2 – Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	945	0,03	0,01	0,02	846	0,03	0,01	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.604	0,15	0,05	0,07	4.207	0,14	0,05	0,08
Outros	4.502	0,15	0,05	0,07	5.049	0,17	0,06	0,09
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**10.051**	**0,33**	**0,10**	**0,16**	**10.102**	**0,34**	**0,11**	**0,18**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**36.793**	**1,19**	**0,38**	**0,59**	**24.507**	**0,83**	**0,28**	**0,45**
Distribuição dos investimentos em meio ambiente	**em mil R$**		**% sobre total**		**em mil R$**		**% sobre total**	
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	11.507		31,27		2.046		8,35	
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	23.665		64,32		20.695		84,45	
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	1.621		4,41		1.766		7,21	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	45				49			
Valor adicionado total a distribuir (em mil R$):	6.201.746				5.490.284			
Distribuição do Valor Adicionado	**em mil R$**		**% sobre total**		**em mil R$**		**% sobre total**	
Governo	2.509.783		40,47		2.155.815		39,27	
Colaboradores(as)	332.905		5,37		280.961		5,12	
Acionistas	2.167.173		34,94		2.176.224		39,64	
Terceiros	1.047.959		16,90		738.101		13,44	
Retido	143.926		2,32		139.183		2,54	

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Relatório de Sustentabilidade

Informações complementares sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia, a ser lançado em abril de 2020.

Exploração do trabalho infantil, forçado e compulsório e combate à discriminação

A ENGIE Brasil Energia não admite, em hipótese alguma, a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório e reserva-se o direito de não contratar serviços ou ter relacionamento comercial com entidades que adotem essa prática, assumindo ainda o compromisso de denunciar aos órgãos competentes os casos que porventura vier a ter conhecimento.

A ENGIE Brasil Energia tem o respeito como um dos seus princípios éticos fundamentais. No que se refere aos direitos humanos, a Companhia está permanentemente atenta a situações sensíveis que possam comprometer a execução de suas atividades, como, por exemplo, o relacionamento com as populações remanejadas.

Ainda neste contexto, cada empregado da ENGIE Brasil Energia deve certificar-se de que não pratica qualquer discriminação por palavras ou atos, particularmente no que se refere à idade, gênero, origens étnicas, sociais ou culturais, religião, opiniões políticas ou sindicais, escolhas de vida pessoais, particularidades ou deficiências físicas.

Todos esses princípios e a conduta esperada de seus empregados, fornecedores e parceiros estão dispostos na Política de Direitos Humanos e no Código de Ética da ENGIE Brasil Energia, amplamente divulgados a todos os públicos em seu *website*.

Identificação do responsável pelas informações socioambientais e forma de contato

O coordenador do Fórum de Sustentabilidade (antigo Comitê de Sustentabilidade) é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser estabelecido por meio do e-mail: comitesustentabilidade.brenergia@engie.com

Auditores Independentes

De acordo com o Artigo 2° da Instrução CVM n° 381/03, a ENGIE Brasil Energia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2019.

Em 24.05.2019 a Companhia contratou carta de conforto para emissão de instrumentos de dívida junto ao seu auditor independente - Deloitte. O serviço foi realizado durante 2019. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 560 mil e representam 34,1% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2019.

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesse e perda de independência ou objetividade, e se substanciam nos princípios que preservam a independência do auditor: (i) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (ii) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (iii) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Declaração da Diretoria

A Diretoria declara, em atendimento ao Artigo 25, parágrafo 1°, incisos V e VI, da Instrução CVM 480/2009, que revisou, discutiu e concorda com as demonstrações contábeis contidas neste Relatório e opiniões expressas no Relatório dos Auditores Independentes referente às mesmas.

A Administração

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	2.590.507	1.282.395	3.870.261	2.415.792
Contas a receber de clientes	5	643.570	532.430	1.451.227	1.181.379
Crédito de imposto de renda e contribuição social	22	120.317	88.854	166.833	98.978
Dividendos a receber	35	300.926	61.468	-	-
Indenização de seguro a receber	37	-	71.888	10.719	74.780
Estoques	6	15.435	14.604	220.964	125.681
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	17	114.550	-	115.131	3.135
Ganhos não realizados em operações de *trading*	17	-	-	288.771	116.202
Depósitos vinculados	7	838	4.471	4.856	8.956
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	8	13.016	13.016	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	10	-	-	296.232	277.502
Outros ativos circulantes	12	137.506	177.880	300.759	225.455
		3.936.665	**2.247.006**	**6.740.842**	**4.542.949**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.829	13.728	4.829	13.728
		3.941.494	**2.260.734**	**6.745.671**	**4.556.677**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	17	311.577	247.878	311.577	256.464
Ganhos não realizados em operações de *trading*	17	-	-	42.695	44.429
Depósitos vinculados	7	10.388	9.915	381.064	232.450
Depósitos judiciais	9	100.833	96.099	102.878	97.721
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	8	90.289	103.306	115.686	130.776
Ativo financeiro de concessão	10	-	-	2.411.942	2.317.608
Ativo de contrato	11	-	-	217.611	47.698
Outros ativos não circulantes	12	5.950	20.313	68.688	103.410
		519.037	**477.511**	**3.652.141**	**3.230.556**
Investimentos	**13**	**12.825.104**	**10.540.737**	**2.948.920**	**-**
Imobilizado	**14**	**4.072.139**	**4.288.507**	**15.330.211**	**14.635.467**
Intangível	**15**	**49.717**	**38.507**	**1.296.769**	**1.312.845**
Direito de uso de arrendamentos	**20**	**28.281**	**-**	**161.866**	**-**
		17.494.278	**15.345.262**	**23.389.907**	**19.178.868**
TOTAL		**21.435.772**	**17.605.996**	**30.135.578**	**23.735.545**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	16	149.361	466.734	765.020	588.471
Dividendos e juros sobre o capital próprio	30	1.195.925	2.136.939	1.197.924	2.137.039
Empréstimos e financiamentos	18	1.263.400	142.536	1.637.691	454.513
Debêntures	19	1.018.177	36.882	1.204.469	210.369
Arrendamentos a pagar	20	6.222	-	19.824	-
Concessões a pagar	21	139.008	79.051	145.136	84.931
Imposto de renda e contribuição social a pagar	22	52.788	59.389	176.395	102.033
Outras obrigações fiscais e regulatórias	23	48.036	53.816	104.855	104.410
Obrigações trabalhistas	24	83.943	90.989	106.005	99.572
Perdas não realizadas em operações de *trading*	17	-	-	258.305	98.047
Provisões	25	7.537	7.880	8.579	8.883
Obrigações com benefícios de aposentadoria	26	42.815	35.369	42.909	35.369
Outros passivos circulantes	28	177.941	169.003	312.532	246.624
		4.185.153	**3.278.588**	**5.979.644**	**4.170.261**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	18	2.882.714	2.840.909	7.181.363	5.854.915
Debêntures	19	3.267.237	1.580.252	4.739.535	3.200.437
Arrendamentos a pagar	20	11.853	-	114.483	-
Perdas não realizadas em operações de *trading*	17	-	-	20.644	19.395
Concessões a pagar	21	3.042.295	2.717.339	3.091.354	2.765.538
Provisões	25	88.664	81.637	288.301	88.977
Obrigações com benefícios de aposentadoria	26	363.504	283.765	364.253	283.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	27	468.526	426.754	941.468	768.814
Outros passivos não circulantes	28	130.672	80.566	415.713	262.866
		10.255.465	**8.011.222**	**17.157.114**	**13.244.707**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	29	4.902.648	4.902.648	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	29	1.173.501	1.029.574	1.173.501	1.029.574
Dividendos adicionais propostos	30	949.744	76.703	949.744	76.703
Ajustes de avaliação patrimonial	29	(30.739)	307.261	(30.739)	307.261
		6.995.154	**6.316.186**	**6.995.154**	**6.316.186**
Participação de acionista não controlador		-	-	3.666	4.391
		6.995.154	**6.316.186**	**6.998.820**	**6.320.577**
TOTAL		**21.435.772**	**17.605.996**	**30.135.578**	**23.735.545**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	**4.733.631**	**4.892.121**	**9.804.478**	**8.794.792**
Custos operacionais					
Compras de energia	32	(1.052.585)	(1.317.006)	(2.666.211)	(2.324.901)
Transações no mercado de energia de curto prazo	32	(197.245)	(436.837)	(427.677)	(574.092)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão		(325.522)	(314.446)	(513.740)	(461.132)
Outros custos operacionais	32	(593.774)	(584.736)	(2.016.402)	(1.491.179)
Custo dos serviços prestados	32	(28.886)	(24.632)	(28.933)	(24.682)
		(2.198.012)	**(2.677.657)**	**(5.652.963)**	**(4.875.986)**
LUCRO BRUTO		**2.535.619**	**2.214.464**	**4.151.515**	**3.918.806**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	32	(14.782)	(1.891)	(26.566)	(6.744)
Despesas gerais e administrativas	32	(211.190)	(189.842)	(226.670)	(201.005)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	3.q	(4.900)	(39.327)	(4.900)	(39.327)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	1.f	(881)	(1.746)	320.405	(3.648)
		(231.753)	**(232.806)**	**62.269**	**(250.724)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	1.258.405	1.302.906	81.114	(971)
Amortização da mais valia	13	(3.341)	(3.341)	-	-
		1.255.064	**1.299.565**	**81.114**	**(971)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**3.558.930**	**3.281.223**	**4.294.898**	**3.667.111**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	33	65.045	72.701	147.151	154.685
Despesas financeiras	33	(998.647)	(769.542)	(1.354.112)	(853.980)
		(933.602)	**(696.841)**	**(1.206.961)**	**(699.295)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**2.625.328**	**2.584.382**	**3.087.937**	**2.967.816**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	34	(243.972)	(181.391)	(555.024)	(392.447)
Diferido	34	(71.431)	(88.630)	(221.814)	(259.962)
		(315.403)	**(270.021)**	**(776.838)**	**(652.409)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.309.925**	**2.314.361**	**2.311.099**	**2.315.407**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.309.925	2.314.361	2.309.925	2.314.361
Acionista não controlador		-	-	1.174	1.046
		2.309.925	**2.314.361**	**2.311.099**	**2.315.407**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**29.f**	**2,83104**	**2,83648**	**2,83104**	**2,83648**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.309.925**	**2.314.361**	**2.311.099**	**2.315.407**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	26	(87.233)	(6.119)	(87.233)	(6.119)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	27	29.659	2.080	29.659	2.080
		(57.574)	**(4.039)**	**(57.574)**	**(4.039)**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Ganhos não realizados originados no exercício	17	-	-	1.024	1.356
Imposto de renda e contribuição social diferidos	27	-	-	(214)	(551)
(Perdas) ganhos realizados originados no exercício		-	-	(4.766)	3.576
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(3.956)	4.381	-	-
		(3.956)	**4.381**	**(3.956)**	**4.381**
Participação em controlada em conjunto					
Mudança de participação em controlada em conjunto	13	(99.230)	-	(99.230)	-
Hedge de fluxo de caixa de controlada em conjunto	13	(151.833)	-	(151.833)	-
		(251.063)	**-**	**(251.063)**	**-**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**1.997.332**	**2.314.703**	**1.998.506**	**2.315.749**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		1.997.332	2.314.703	1.997.332	2.314.703
Acionista não controlador		-	-	1.174	1.046
		1.997.332	**2.314.703**	**1.998.506**	**2.315.749**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais)

			Reservas de lucros					Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação de acionista não controlador	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2017		**2.829.056**	**565.811**	**151.073**	**2.247.099**	**636.755**	**-**	**379.612**	**21.188**	**6.830.594**	**4.131**	**6.834.725**
Dividendos adicionais de 2017 creditados		-	-	-	-	(636.755)	-	-	-	**(636.755)**	-	**(636.755)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	2.314.361	-	-	**2.314.361**	1.046	**2.315.407**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	26	-	-	-	-	-	-	-	(4.039)	**(4.039)**	-	**(4.039)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	17	-	-	-	-	-	-	-	4.381	**4.381**	-	**4.381**
Dividendos e JCP não reclamados		-	-	-	-	-	3.423	-	-	**3.423**	-	**3.423**
Aumento de capital aprovado	29	2.073.592	-	(4.166)	(1.594.357)	-	(475.069)	-	-	**-**	-	**-**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	93.881	(93.881)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:												
- Reserva legal	29	-	115.718	-	-	-	(115.718)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	29	-	-	23.465	-	-	(23.465)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares e intermediários	30	-	-	-	(652.742)	-	(1.146.037)	-	-	**(1.798.779)**	(786)	**(1.799.565)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	30	-	-	-	-	-	(397.000)	-	-	**(397.000)**	-	**(397.000)**
- Dividendos adicionais propostos	30	-	-	-	-	76.703	(76.703)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de retenção de lucros	29	-	-	-	177.673	-	(177.673)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2018		**4.902.648**	**681.529**	**170.372**	**177.673**	**76.703**	**-**	**285.731**	**21.530**	**6.316.186**	**4.391**	**6.320.577**
Dividendos adicionais de 2018 creditados	30	-	-	-	-	(76.703)	-	-	-	**(76.703)**	-	**(76.703)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	2.309.925	-	-	**2.309.925**	1.174	**2.311.099**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	26	-	-	-	-	-	-	-	(57.574)	**(57.574)**	-	**(57.574)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	17	-	-	-	-	-	-	-	(3.956)	**(3.956)**	-	**(3.956)**
Participação em controlada em conjunto		-	-	-	-	-	-	-	(251.063)	**(251.063)**	-	**(251.063)**
Dividendos e JCP não reclamados		-	-	-	-	-	5.738	-	-	**5.738**	-	**5.738**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	25.407	(25.407)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:												
- Reserva legal	29	-	115.496	-	-	-	(115.496)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	29	-	-	28.431	-	-	(28.431)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intermediários	30	-	-	-	-	-	(893.399)	-	-	**(893.399)**	(1.899)	**(895.298)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	30	-	-	-	-	-	(354.000)	-	-	**(354.000)**	-	**(354.000)**
- Dividendos adicionais propostos	30	-	-	-	-	949.744	(949.744)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2019		**4.902.648**	**797.025**	**198.803**	**177.673**	**949.744**	**-**	**260.324**	**(291.063)**	**6.995.154**	**3.666**	**6.998.820**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)

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

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	**31.12.2018**	**31.12.2019**	**31.12.2018**
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	2.625.328	2.584.382	3.087.937	2.967.816
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(1.255.064)	(1.299.565)	(81.114)	971
Depreciação e amortização	296.829	289.513	863.343	660.172
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	4.900	39.327	4.900	39.327
Variação monetária	275.160	222.659	320.045	237.060
Juros	700.099	497.263	970.559	532.911
Remuneração de ativo financeiro de concessão e de contrato	-	-	(397.284)	(341.529)
Ganhos não realizados em operações de *trading*, líquidos	-	-	(9.328)	(43.189)
Outros	248	4.225	9.369	9.198
Lucro antes dos tributos ajustado	**2.647.500**	**2.337.804**	**4.768.427**	**4.062.737**
(Aumento) redução nos ativos				
Contas a receber de clientes	(99.138)	182.042	(247.000)	(67.831)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(31.463)	(82.084)	(67.056)	(84.291)
Indenização de seguro a receber	71.888	(49.826)	74.780	(52.718)
Estoques	2.352	882	(92.101)	(30.708)
Depósitos vinculados e judiciais	3.055	12.518	3.318	12.156
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	13.017	23.075	15.090	25.149
Ativo financeiro de concessão	-	-	269.671	246.088
Outros ativos	86.698	(3.177)	(233.725)	(12.391)
(Redução) aumento nos passivos				
Fornecedores	(128.055)	66.307	65.601	(124.518)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(6.743)	(9.488)	(3.561)	3.659
Obrigações trabalhistas	(7.046)	(2.126)	6.433	2.974
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(29.251)	(26.703)	(29.432)	(26.703)
Combustível a pagar à CDE	-	-	(36.192)	180.959
Outros passivos	19.155	41.173	195.353	29.055
Caixa gerado pelas operações	**2.541.969**	**2.490.397**	**4.689.606**	**4.163.617**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(305.081)	(196.669)	(579.734)	(485.755)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(287.511)	(359.269)	(488.606)	(531.156)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**1.949.377**	**1.934.459**	**3.621.266**	**3.146.706**

Continua na próxima página

Continuação

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Atividades de investimento				
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto	614.534	631.357	351.000	-
Aumento de capital em controladas e controladas em conjunto	(3.296.626)	(1.968.357)	(2.789.257)	-
Aquisição de investimento	(680.612)	(28.957)	(680.612)	(18.958)
Redução de capital em controladas	1.645.461	184.432	-	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(93.631)	(115.775)	(1.165.832)	(3.305.514)
Indenização por descumprimentos contratuais por atraso na conclusão de obra	-	-	71.886	-
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	-	(16.977)	-
Recebimento pela alienação de investimentos	-	32	-	111.817
Caixa líquido consumido das atividades de investimento	**(1.810.874)**	**(1.297.268)**	**(4.229.792)**	**(3.212.655)**
Atividades de financiamento				
Captação de empréstimos e financiamentos	1.127.997	700.248	2.664.545	2.397.050
Emissão de debêntures	4.064.987	727.621	4.064.987	2.486.240
Pagamento de empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquido de *hedge*	(1.682.828)	(33.658)	(2.172.993)	(2.290.194)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(73.356)	(64.729)	(79.755)	(70.885)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	59	(285)	(132.399)	13.646
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(2.260.725)	(1.989.966)	(2.260.825)	(1.989.966)
Pagamento de arrendamentos	(6.525)	-	(16.743)	-
Outros	-	958	(3.822)	5.780
Caixa líquido das atividades de financiamento	**1.169.609**	**(659.811)**	**2.062.995**	**551.671**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**1.308.112**	**(22.620)**	**1.454.469**	**485.722**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	1.282.395	1.305.015	2.415.792	1.930.070
Saldo final	2.590.507	1.282.395	3.870.261	2.415.792
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**1.308.112**	**(22.620)**	**1.454.469**	**485.722**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 39 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ N° 02.474.103/0001-19 | NIRE N° 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	**31.12.2018**	**31.12.2019**	**31.12.2018**
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	5.259.702	5.410.949	10.656.659	9.623.109
Receita de construção	-	-	1.299.470	3.259.331
Outros	(881)	(1.746)	353.122	(3.647)
	5.258.821	**5.409.203**	**12.309.251**	**12.878.793**
(-) Insumos				
Compras de energia	(1.052.585)	(1.317.006)	(2.666.211)	(2.324.901)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(197.245)	(436.837)	(427.677)	(574.092)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(325.522)	(314.446)	(513.740)	(461.132)
Combustíveis para a produção de energia	-	(23.308)	(172.962)	(152.091)
Materiais e serviços de terceiros	(114.961)	(91.532)	(357.872)	(253.363)
Seguros	(21.602)	(13.553)	(66.984)	(40.725)
Custos com construção	-	-	(1.143.509)	(2.963.825)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(4.900)	(39.327)	(4.900)	(39.327)
Outros	(40.545)	(36.250)	(118.572)	(72.595)
	(1.757.360)	**(2.272.259)**	**(5.472.427)**	**(6.882.051)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.501.461**	**3.136.944**	**6.836.824**	**5.996.742**
Depreciação e amortização	(296.829)	(289.513)	(863.343)	(660.172)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**3.204.632**	**2.847.431**	**5.973.481**	**5.336.570**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	65.045	72.701	147.151	154.685
Resultado de participações societárias	1.255.064	1.299.565	81.114	(971)
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**4.524.741**	**4.219.697**	**6.201.746**	**5.490.284**

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2019	%	31.12.2018	%	31.12.2019	%	31.12.2018	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	131.889	2,9	119.036	2,8	210.009	3,4	182.809	3,3
Benefícios	43.973	1,0	36.395	0,9	67.222	1,1	51.829	0,9
Participação nos resultados	22.749	0,5	21.673	0,5	35.114	0,6	31.398	0,6
FGTS	11.295	0,2	8.797	0,2	20.560	0,3	14.925	0,3
	209.906	**4,6**	**185.901**	**4,4**	**332.905**	**5,4**	**280.961**	**5,1**
Do governo								
Impostos federais	826.778	18,4	781.090	18,5	1.808.008	29,0	1.524.961	27,8
Impostos estaduais	24.327	0,5	22.266	0,5	34.680	0,6	22.989	0,4
Impostos municipais	4.059	0,1	2.893	0,1	4.664	0,1	3.435	0,1
Encargos setoriais	150.307	3,3	140.410	3,3	196.655	3,2	182.475	3,3
Encargos sobre concessão a pagar	458.269	10,1	414.725	9,8	465.776	7,5	421.955	7,7
	1.463.740	**32,4**	**1.361.384**	**32,2**	**2.509.783**	**40,4**	**2.155.815**	**39,3**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	531.665	11,8	334.458	7,9	847.460	13,6	392.535	7,1
Juros e variações monetárias capitalizados	-	-	-	-	151.931	2,4	294.297	5,4
Aluguéis	1.944	-	6.820	0,2	11.285	0,2	15.920	0,3
Outras despesas financeiras	7.561	0,2	16.773	0,4	37.283	0,6	35.349	0,6
	541.170	**12,0**	**358.051**	**8,5**	**1.047.959**	**16,8**	**738.101**	**13,4**
Do capital próprio								
Aumento de capital	-	-	475.069	11,3	-	-	475.069	8,7
Reserva legal	115.496	2,6	115.718	2,7	115.496	1,9	115.718	2,1
Reserva de incentivos fiscais	28.431	0,6	23.465	0,6	28.431	0,5	23.465	0,4
Dividendos	1.843.143	40,7	1.222.740	29,0	1.843.143	29,7	1.222.740	22,3
Juros sobre o capital próprio	354.000	7,8	397.000	9,4	354.000	5,7	397.000	7,2
Realização do custo atribuído	(25.407)	(0,6)	(93.881)	(2,2)	(25.407)	(0,4)	(93.881)	(1,7)
Dividendos e JCP não reclamados	(5.738)	(0,1)	(3.423)	(0,1)	(5.738)	-	(3.423)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	177.673	4,2	-	-	177.673	3,2
Acionista não controlador	-	-	-	-	1.174	-	1.046	-
	2.309.925	**51,0**	**2.314.361**	**54,9**	**2.311.099**	**37,4**	**2.315.407**	**42,2**
	4.524.741	**100,0**	**4.219.697**	**100,0**	**6.201.746**	**100,0**	**5.490.284**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "EBE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A principal área de atuação e atividade operacional da Companhia e de suas controladas é a geração e a venda de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia, por meio de suas controladas e controlada em conjunto, também atua nos segmentos de *trading* de energia elétrica, de geração distribuída, de transporte de gás e está em fase de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Mais informações vide Nota 36 – Informações por segmento.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações"), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do Brasil, responsável por aproximadamente 6,3%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2019, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 8.710,5 MW. Desse total, 73,4% são oriundos de fontes hidrelétricas, 13,8% de termelétricas e 12,8% de energias complementares (geração eólica, solar, à biomassa e por meio de pequenas centrais hidrelétricas). A garantia física para fins de comercialização era de 4.974,0 MW médios, dos quais 377,4 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram destinadas ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no Sistema de Cota de Garantia Física.

Em 31.12.2019, o parque gerador em operação da Companhia era composto por 60 usinas, sendo 11 hidrelétricas ("UHE"), quatro termelétricas convencionais ("UTE"), 38 parques eólicos, três à biomassa, duas solares fotovoltaicas e duas pequenas centrais hidrelétricas ("PCH").

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no ano de 2019 foram estes:

[1] As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.

a) Início da construção do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II

Em 19.02.2019, na 181ª Reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a execução dos investimentos necessários para a implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Sento Sé e Umburanas (BA). O Conjunto agregará 361,2 MW de capacidade instalada e, aproximadamente, 196,5 MW médios de garantia física ao parque gerador da Companhia. As 11 centrais que compõem o projeto possuem licença de instalação e o investimento estimado para a implantação do Conjunto é de R$ 1,6 bilhão. A entrada em operação comercial da totalidade do Conjunto está prevista para o início de 2021.

b) Entrada em operação comercial – Conjunto Eólico Umburanas – Fase I

No 1° quadrimestre de 2019, a Aneel autorizou o início da operação comercial das 18 centrais eólicas que compõem o Conjunto Eólico Umburanas - Fase I, localizado no município de Umburanas (BA), com capacidade instalada de 360,0 MW e garantia física de 213,3 MW médios.

c) Aquisição de participação em transportadora de gás

Em 05.04.2019, a Companhia, em conjunto com uma subsidiária integral da ENGIE S.A., sua controladora final, e o Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("Ofertantes") tomaram conhecimento que foram vencedoras do processo competitivo conduzido pela Petrobras para a aquisição de 90% da participação acionária de titularidade da Petrobras na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), a qual possui infraestrutura de gasodutos com aproximadamente 4.500 km e com 12 instalações de compressão de gás (6 próprias e 6 subcontratadas) e 91 pontos de entrega.

A oferta final e vinculante apresentada pelos Ofertantes representa um valor da empresa de R$ 35,1 bilhões para 100% da TAG, na data base de dezembro de 2017. A realização da oferta foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 26.03.2019, que também levou em consideração a manifestação favorável do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, conforme instalado na 173ª Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 11.05.2018. Em 25.04.2019 foi assinado o contrato de compra e venda e outras avenças entre a Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. ("Aliança"), na qualidade de compradora, a Companhia, GDF International (subsidiária integral da ENGIE S.A., sua controladora final) e Caisse de Dépôt et Placement du Québec, na qualidade de membros do grupo adquirente, a Petrobras, na qualidade de vendedora, a TAG, na qualidade de interveniente-anuente, e a ENGIE Participações, na qualidade de interveniente-garantidora, o qual regula a aquisição pelos membros do grupo adquirente, por meio da Aliança, de participação acionária na TAG equivalente a 90% do seu capital social de titularidade da Petrobras. A participação direta da Companhia no capital social da Aliança era de 32,5%. Desta forma, a Companhia detinha participação indireta de 29,25% no capital social da TAG. A Petrobras permaneceu com uma participação minoritária de 10% na TAG.

A Aliança, os membros do grupo adquirente, a TAG e a Petrobras realizaram em 13.06.2019, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, os atos do fechamento, conforme disposto no contrato, incluindo a transferência das ações de emissão da TAG de titularidade da Petrobras, representativas de 90% de capital social total da TAG, para Aliança e o pagamento, pela Aliança e membros do grupo adquirente, do valor de aproximadamente R$ 31,5 bilhões para a Petrobras como contraprestação pelas ações, e o montante de aproximadamente R$ 2,0 bilhões, correspondente ao pré-pagamento, pela TAG, de suas dívidas com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com recursos disponibilizados pela Aliança à TAG. Em decorrência da operação de compra das ações, a Companhia realizou aportes na controlada em conjunto Aliança que totalizaram R$ 3,5 bilhões. Também nesta data a Aliança, os membros do grupo adquirente e a Petrobras assinaram o acordo de acionistas para regular seu relacionamento como acionistas diretos e indiretos na TAG, incluindo o exercício dos seus respectivos direitos de voto e as limitações à transferência de ações.

Em 02.09.2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança, passando os membros do grupo adquirente a deter participação societária direta na TAG, no mesmo percentual de participação indireta detido anteriormente. Em 14.10.2019, a Assembleia Geral Extraordinária da Companhia ratificou a aquisição do controle acionário compartilhado de TAG. Informações adicionais vide Nota 13 – Investimentos.

d) Reafirmação de *ratings*

Em 14.03.2019 e em 09.04.2019, a agência de classificação de risco de crédito Fitch Ratings, reafirmou o *rating* nacional de longo prazo em 'AAA(bra)' com perspectiva estável e em escala global 'BB' com perspectiva estável, ainda um nível acima do *rating* soberano.

e) Captações de novas dívidas

No 2° trimestre de 2019, a Companhia contratou empréstimos e emitiu debêntures, conforme abaixo mencionado, com o objetivo de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.

Em 17.05.2019, a Companhia contratou empréstimos junto a instituições financeiras situadas no exterior no montante de US$ 285 milhões, equivalente a R$ 1.127.195, e, concomitantemente, firmou operações de proteção (*swap*).

Em 29.10.2019, a Companhia assinou junto ao BNDES contrato de financiamento destinado à implantação do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I. Esse financiamento, aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, no valor de R$ 1.230.694, com prazo de amortização de 230 meses, representa cerca de 78% dos itens financiáveis do projeto. Mais informações a respeito das transações vide Nota 18 – Empréstimos e financiamentos.

Em 21.05.2019 e 07.08.2019, ocorreram as liquidações financeiras da 8ª e 9ª emissões de debêntures simples, no valor total de R$ 2.500.000 e R$ 1.600.000, respectivamente. Em 09.08.2019 houve o pagamento antecipado de R$ 1.570.930 da 8ª emissão. Mais informações a respeito das transações vide Nota 19 – Debêntures.

f) Entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul

Em 28.06.2019, a Aneel autorizou a operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul ("Pampa Sul"), localizada no município de Candiota (RS), com capacidade instalada de 345,0 MW e garantia física de 323,5 MW médios. A Usina utiliza o carvão mineral de jazida como combustível para geração de energia elétrica e sua energia está contratada pelo prazo de 25 anos no Leilão A-5, realizado em 28.11.2014, ao preço de R$ 235,68/MWh, atualizado até 31.12.2019.

A data estabelecida no contrato de engenharia, aquisições e construção ("*Engineering, Procurement and Construction*" ou "contrato EPC") para a conclusão da obra era 31.12.2018.

Em decorrência do descumprimento desse prazo e de outras condições contratadas, em 02.08.2019, a Pampa Sul executou garantias contratuais, no montante de R$ 353.702 (equivalente a US$ 89 milhões) e de R$ 71.886 (correspondente a US$ 18 milhões), visando cobrir os danos decorrentes do atraso de conclusão da obra e seu aceite técnico e de obrigações materiais do contrato EPC. Esses valores foram recebidos pela Companhia em 12.08.2019.

A administração da Companhia e seus assessores jurídicos entendem que há sólidos argumentos técnicos e jurídicos para sustentar que os valores são praticamente certos e que os montantes recebidos em função da execução das garantias não serão devolvidos ao fornecedor, nem mesmo parcialmente, em caso de eventual questionamento futuro do fornecedor.

Dessa forma, o montante de R$ 353.702 (R$ 320.984, líquido de PIS e Cofins), recebido para compensar ganhos líquidos que a Companhia deixou de auferir pelo atraso na conclusão da obra, foi reconhecido na rubrica "Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas". Já o valor de R$ 71.886, recebido para cobrir danos materiais do contrato EPC, foi registrado como redução de ativo imobilizado resultante de pagamentos adicionais feitos ao fornecedor não previstos contratualmente.

g) Aquisição de empresa de transmissão de energia elétrica

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 23.12.2019, aprovou a aquisição da totalidade das ações da Sterlite Novo Estado Energia S.A. ("Novo Estado") pela ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A. ("ENGIE Transmissão"), controlada direta da Companhia. Nesta data foi assinado o contrato de compra e venda de ações entre a ENGIE Transmissão, na qualidade de compradora, Sterlite Brazil Participações S.A. ("Sterlite Participações"), na qualidade de vendedora, e a Novo Estado, na qualidade de interveniente-anuente.

O fechamento da operação prevista no contrato está sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes, incluindo a obtenção de aprovação da venda pela Aneel. O preço de aquisição de 100% das ações da Novo Estado será de até R$ 410 milhões, sujeito a ajustes até a data de fechamento da operação.

A Novo Estado foi vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017 realizado em dezembro de 2017, resultando na assinatura do contrato de concessão n° 003/2018. O objeto da referida concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e a expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins. Todas as licenças de instalação do empreendimento já foram obtidas, e a respectiva construção tem início previsto no ano de 2020.

h) Capital circulante líquido

O capital circulante líquido negativo apresentado no balanço da Controladora em 31.12.2019, de R$ 243.659, decorre, substancialmente, da alocação no passivo circulante de 12 meses de pagamentos de empréstimos, financiamentos, debêntures e concessões a pagar, enquanto as demais contas relevantes do ativo circulante e do passivo circulante apresentam giro de, aproximadamente, 2 meses, de acordo com seu ciclo operacional. Portanto, esta situação não reflete a real liquidez da Companhia. A liquidação das obrigações ocorrerá por meio de recursos gerados pelas atividades operacionais. Adicionalmente, a Administração avalia alternativas de financiamento.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Base de preparação

As demonstrações contábeis foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável. Essas demonstrações contábeis evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

As demonstrações contábeis consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

As demonstrações individuais da controladora foram preparadas em conformidade com às práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais estão convergentes com as normas IFRS, exceto pelo registro da operação controlada em conjunto na Itá Energética S.A. (“Itasa”) que, pelas normas brasileiras, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, segundo as IFRS, é previsto o reconhecimento dos ativos, passivos e resultados de forma proporcional à sua participação no investimento.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda principal do ambiente econômico de operação da Companhia. As informações financeiras estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

c) Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza que possa gerar dúvidas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, conforme CPC 26 – Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações contábeis foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

d) Uso de estimativas e julgamentos

A elaboração das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. As premissas utilizadas são baseadas em informações disponíveis na data da preparação das demonstrações contábeis, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros. Essas estimativas são revisadas periodicamente e seus resultados podem diferir dos valores inicialmente estimados. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento estão divulgadas na Nota 3 – Sumário das principais práticas contábeis.

e) Mensuração do valor justo

A Companhia mensura alguns instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis.

Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações contábeis são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Companhia possa ter acesso na data de mensuração;

- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente; e

- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo não esteja disponível.

f) Informações por segmentos

Um segmento de negócio é um componente identificável da Companhia, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos demais segmentos de negócio.

Em 2018, a Companhia ingressou nos segmentos de: (i) operações de *trading* de energia elétrica; (ii) geração distribuída através da venda e instalação de painéis solares por meio da aquisição do controle da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD"); e (iii) transmissão de energia elétrica. Em 2019, a Companhia ingressou também no segmento de transporte de gás com a aquisição de participação na controlada em conjunto TAG.

Em razão da representatividade dos segmentos, a partir de 2019 a Companhia passou a apresentar as informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria. Com base no relatório interno, a Diretoria é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

Os resultados por segmentos incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

g) Lucro líquido por ação – básico e diluído

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

h) Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia.

As datas das demonstrações contábeis das sociedades controladas e das operações em conjunto utilizadas para a consolidação e cálculo de equivalência patrimonial coincidem com as da Companhia. As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são estas:

	Investidor	Segmento operacional	Participação no capital (%) 31.12.2019	31.12.2018
Controladas integrais diretas				
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")	EBE	Geração / *Trading*	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	EBE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Estreito ("CEE")	EBE	Geração	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	EBE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")[2]	EBE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")	EBE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda ("Miranda")	EBE	Geração	99,99	99,99
Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante")	EBE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")	EBE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")	EBE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD")	EBE	Painéis Solares	99,99	99,99
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")	EBE	*Trading*	99,99	-
ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A. ("ENGIE Transmissão")	EBE	Transmissão	99,99	99,99
Operação em conjunto				
Itá Energética S.A. ("Itasa")	EBE	Geração	48,75	48,75
Controladas indiretas				
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	ECP	Geração	99,99	99,99
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	ECP	Geração	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	ECP	Geração	95,00	95,00
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações S.A. ("CLWP")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações S.A. ("CLWP II")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações S.A.[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Santo Agostinho Participações Ltda. e Conjunto Eólico Santo Agostinho[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[2] e controladas	ECP	Geração	99,99	99,99
Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. ("Gralha Azul")	ECP	Transmissão	99,99	99,99
NPW Brasil II Gestão Imobiliária Ltda. ("NPW")	ECP	Geração	99,99	-

[2] *Holding*.

[3] Para maiores informações vide Nota 13 – Investimentos.

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, dos passivos, das receitas e das despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas.

Os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da operação em conjunto "Itasa" são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia.

A controlada indireta Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados consolidados.

Adicionalmente, em 31.12.2019, a Companhia detém participação de 29,25% no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 13 – Investimentos.

i) Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

A Companhia elaborou essa demonstração nos termos do CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. As normas internacionais não requerem a apresentação dessa demonstração e, como consequência, a mesma está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das informações contábeis. Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

j) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 18.02.2020.

NOTA 3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações contábeis da controladora e do consolidado foram aplicadas de forma consistente entre os exercícios sociais apresentados.

a) Instrumentos financeiros

a.1) Ativos financeiros

Na análise para a classificação dos ativos financeiros a Companhia avalia os seguintes aspectos: (i) o modelo de negócios para a gestão dos ativos financeiros; e (ii) as características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro.

a.1.1) Caixa e equivalentes de caixa

São compostos pelos numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor. Tais aplicações financeiras são mantidas com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo, sendo mensuradas ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

a.1.2) Contas a receber de clientes

São reconhecidas quando o recebimento do valor da contraprestação seja incondicional, ou seja, se fizer necessário apenas o transcorrer do tempo para sua ocorrência. Inicialmente são registrados pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensuradas pelo custo amortizado, deduzidos das perdas esperadas em crédito de liquidação duvidosa (*impairment*). Essas perdas esperadas são apuradas com base na experiência de perda de crédito histórica, ajustadas com base em dados observáveis recentes para refletir os efeitos e condições atuais e futuras, quando aplicável.

a.1.3) Depósitos vinculados

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, pelo custo amortizado.

a.1.4) Ativos de concessões

Os ativos de concessões são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

a.1.4.1) Ativo financeiro de concessão

Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa através do Retorno da Bonificação da Outorga (RBO), para recuperação do investimento na aquisição de outorgas de concessão de usinas hidrelétricas licitadas pela União. Foi registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros garantidos e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa utilizada para o cálculo do valor presente.

a.1.4.2) Ativo de contrato

O ativo de contrato de transmissão corresponde à contrapartida da receita de implementação da infraestrutura de transmissão, ao longo da execução da obra de implantação da linha de transmissão. Tal receita é reconhecida com base nos custos de implementação da infraestrutura de transmissão, acrescida de margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. O recebimento da contraprestação vinculada ao ativo de contrato depende da conclusão da referida obra de implantação e posterior operação e manutenção da referida infraestrutura.

a.2) Passivos financeiros

a.2.1) Empréstimos, financiamentos e debêntures

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, exceto pelos empréstimos e debêntures aos quais a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge*, que são mensurados posteriormente ao valor justo por meio do resultado.

a.2.2) Concessões a pagar

Corresponde a obrigações financeiras contratuais de pagamentos pela outorga onerosa da concessão de usinas hidrelétricas. Foram registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo.

a.3) Instrumentos financeiros derivativos

São identificados quando: (i) seus valores são influenciados por flutuação das taxas ou preços; (ii) não há um investimento inicial; e (iii) serão liquidados em uma data futura.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e de taxa de juros de dívidas e de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*, conforme abaixo mencionado. Ademais, a Companhia mantém operações de *trading* de energia, realizadas com o objetivo de auferir resultados decorrentes das variações de preços de mercado.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

a.3.1) Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge*, é elaborada uma documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto, e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada.

As operações de *hedge* da Companhia que se qualificam para a contabilidade de *hedge* são estas:

***Hedge* de valor justo**

As operações de *hedges* para a proteção das variações cambiais e de taxas de juros flutuantes dos empréstimos e debêntures da Companhia resultam de posições passivas vinculadas à variação do IPCA ou do CDI, ou seja, componentes não fixos, sendo, dessa forma, designados como "*Hedge* de valor justo". Nessas transações, os ganhos ou as perdas resultantes das variações das mensurações ao valor justo dos empréstimos e debêntures e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

***Hedge* de fluxo de caixa**

Os *hedges* para a proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos são designados como "*Hedge* de fluxo de caixa". Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o ativo quando o compromisso financeiro protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado do período.

b) Estoques

São avaliados pelo menor valor entre o custo médio ponderado de aquisição e o seu valor realizável líquido e incluem a transferência de ganhos e perdas de *hedge* de fluxo de caixa registrados no patrimônio líquido que se qualificam em relação à compra de estoques.

c) Depósitos judiciais

São registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações contábeis, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

d) Ativos não circulantes mantidos para venda

São classificados como mantidos para venda quando os seus valores contábeis forem recuperáveis, principalmente, por meio de venda e não por meio do seu uso contínuo. Esses ativos são mensurados pelo menor valor entre os seus valores contábeis e os seus valores justos, líquidos das despesas de venda, e apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

e) Investimentos

e.1) Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos em controladas são aqueles em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre ela.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

e.2) Investimentos em negócios em conjunto

Os negócios em conjunto são aqueles nos quais a Companhia e um ou mais investidores mantêm o controle compartilhado das atividades operacionais e financeiras da entidade. Podem ser classificados como operações em conjunto ou *joint ventures*, dependendo dos direitos e das obrigações contratuais dos investidores.

A Companhia mantém operações em conjunto na Itasa e em consórcios. A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica, como ocorre na Itasa, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidos de forma proporcional à participação no negócio. Nas participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica), os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

Os investimentos em *joint ventures* são inicialmente contabilizados pelo valor de custo e posteriormente reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial. Em 31.12.2019, a Companhia possuía participação em *joint venture*, visto a aquisição do controle compartilhado da TAG. Os resultados de *joint ventures* são reconhecidos na linha de "Equivalência patrimonial" na demonstração do resultado individual e consolidada, enquanto variações em outros resultados abrangentes são apresentadas como parte de outros resultados abrangentes da Companhia.

Anualmente, a Companhia avalia se há evidência objetiva de que o investimento na *joint venture* sofreu perda por redução ao valor recuperável (*impairment*), sendo que esta perda é o resultado da diferença entre o valor recuperável da *joint venture* e o seu valor contábil. O ágio relativo a *joint ventures* é incluído no valor contábil do investimento, não sendo, portanto, amortizado ou separadamente testado para fins de redução ao valor recuperável dos ativos.

e.3) Combinação de negócios e "mais valia" na aquisição de investimentos

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O ágio decorrente da combinação de negócios é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido das sociedades adquiridas é reconhecida no investimento como: (i) mais valia, quando o fundamento econômico está relacionado, substancialmente, ao valor justo dos ativos líquidos da controlada adquirida; e (ii) ágio, quando o montante pago supera o valor justo dos ativos líquidos e, esta diferença, representa a expectativa de geração de valor futura.

f) Imobilizado

f.1) Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou de construção. Os juros e os demais encargos financeiros dos empréstimos, financiamentos e debêntures relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado, assim como os ganhos e perdas de *hedge* de fluxo de caixa registrados no patrimônio líquido que se qualificam em relação aos imobilizados. O valor presente do custo esperado para desmobilização de um ativo após seu uso, quando aplicável, é incluído no custo do respectivo ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia reconheceu os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou de autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esse procedimento foi adotado devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e devido à similaridade entre os períodos de vigência dos referidos direitos e as vidas úteis dos ativos.

f.2) Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração cujas usinas possuem concessão do serviço público são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas.

O valor residual e a vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

g) Intangível

São registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear, com base na vida útil definida com base nos contratos comerciais ou de concessão e de autorização. Os intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

h) Avaliação do valor de recuperação do imobilizado e intangível – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo imobilizado e do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou de intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

i) Provisões

São reconhecidas quando existe uma obrigação presente, legal ou não formalizada, resultante de evento passado, na qual seja provável uma saída de recursos para a sua liquidação e que essa obrigação possa ser razoavelmente estimada. A atualização da provisão ao longo do tempo é reconhecida como despesa financeira.

i.1) Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos, para os quais são constituídas provisões quando é provável uma saída de recursos para liquidar a contingência e uma estimativa razoável possa ser realizada. Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco possível e remoto não são provisionados. Quando relevantes, os processos avaliados como de risco possível são divulgados em notas explicativas.

i.2) Provisão para desmobilização de ativos de geração

Os custos de desmobilização de ativos de geração são provisionados com base no valor presente dos custos esperados para cumprir a obrigação, utilizando fluxos de caixa esperados, com base na melhor estimativa na data de reporte, e são reconhecidos em contrapartida dos custos do correspondente ativo. A atualização financeira da provisão é reconhecida na demonstração do resultado conforme incorrido. A provisão é revisada anualmente e quaisquer ajustes de estimativa são efetuados em contrapartida do custo do ativo.

j) Obrigações com benefícios de aposentadoria

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios definidos de aposentadoria são reconhecidos pelo valor presente das obrigações estimadas, líquido do montante dos ativos garantidores do plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. O ativo líquido é composto, substancialmente, pelos investimentos que compõem a carteira do plano de benefícios, que são avaliados pelo seu valor justo.

As mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: (i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício, e (ii) remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes".

A Companhia também mantém planos de contribuição definida, cujas contribuições são reconhecidas no resultado quando incorridas.

k) Imposto de renda e contribuição social

São segregados no balanço patrimonial e no resultado entre impostos correntes e diferidos.

k.1) Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis e são apresentados de forma líquida no balanço patrimonial, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e serão quitados pelo valor líquido.

O benefício fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

k.2) Imposto de renda e contribuição social diferidos

São calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Esses tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", de forma líquida, independente da expectativa de realização e da exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

Imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos de acordo com a transação que originou o tributo diferido, seja no resultado, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

l) Contratos de arrendamento (*leasing*)

A Companhia avalia, na data de início do contrato, se esse contrato é ou contém um arrendamento e aplica uma abordagem única de reconhecimento e mensuração, exceto para arrendamentos de curto prazo e de ativos de baixo valor individual.

l.1) Direito de uso de arrendamentos

Os direitos de uso de arrendamentos, inicialmente, compreendem o passivo de arrendamento acrescido dos pagamentos antecipados. Esses ativos são depreciados com base na vigência dos contratos de arrendamento e avaliados no que se refere a perda por redução ao valor recuperável (*impairment*). Adicionalmente, são ajustados por qualquer nova remensuração dos passivos de arrendamento.

l.2) Arrendamentos a pagar

Os arrendamentos a pagar são inicialmente mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros, descontado pela taxa incremental de financiamento, uma vez que a taxa de juros implícita no arrendamento não é facilmente determinável. O fluxo de pagamentos futuros compreende pagamentos variáveis que dependam de índice ou taxa.

Posteriormente, o passivo de arrendamento é mensurado pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, e remensurado (com correspondente ajuste no direto de uso relacionado) quando há modificação, mudança no prazo do arrendamento, alteração nos pagamentos futuros motivada, por exemplo, por atualizações monetárias, ou alteração na avaliação de uma opção de compra do ativo subjacente.

Os pagamentos variáveis de arrendamento que não dependem de um índice ou taxa são reconhecidos como despesas no período em que ocorrem. Adicionalmente, a Companhia aplica a isenção de reconhecimento de arrendamentos de curto prazo, ou seja, arrendamentos de ativos cujo prazo de arrendamento seja igual ou inferior a 12 meses a partir da data de início, e de ativos de baixo valor individual, os quais são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do arrendamento.

m) Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

n) Distribuição de dividendos e de juros sobre o capital próprio

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares e intermediários – quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio – na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício – quando de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária (AGO).

o) Transações entre partes relacionadas

As transações de compra e de venda de energia, de prestação de serviços e de mútuo são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados, as quais são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

p) Receita de contrato com cliente

A receita é mensurada com base na contraprestação precificada no contrato com o cliente, pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos incidentes sobre ela.

A receita é reconhecida de acordo com a observância das seguintes etapas: (i) identificação dos direitos e compromissos do contrato com o cliente; (ii) identificação das obrigações de desempenho contratadas; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço às obrigações de desempenho; e (v) reconhecimento quando (ou na medida em que) as obrigações de desempenho são satisfeitas. Uma receita só é reconhecida quando não há incerteza significativa quanto à sua realização.

A receita é reconhecida conforme os contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida mensalmente, dado que o cliente simultaneamente recebe e consome os benefícios fornecidos pela Companhia, consequentemente, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente.

A seguir fornecemos informações sobre a natureza e a época do cumprimento de obrigações de desempenho em contratos com clientes, incluindo condições de pagamento significativas e as políticas de reconhecimento de receitas relacionadas.

p.1) Suprimento e fornecimento de energia elétrica

A Companhia reconhece a receita com suprimento e fornecimento de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação, por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais. Os clientes obtêm controle da energia elétrica a partir do momento em que a consomem. As faturas são emitidas mensalmente e são pagas, usualmente, em 30 dias a partir de sua emissão.

A receita é reconhecida com base na energia vendida e com preços especificados nos termos dos contratos de suprimento e fornecimento. A Companhia poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores.

p.2) Transações no mercado de curto prazo

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que as transações no mercado de curto prazo ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

p.3) Operações de *trading*

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo.

A Companhia reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações contábeis.

p.4) Receita de prestação de serviços

As UHEs Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, recebem, como parte da Receita Anual de Geração (RAG), a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), a qual é destinada para a remuneração dos serviços de operação e manutenção das Usinas e visam evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber mensalmente, conforme a obrigação de desempenho de manter a Usina operando é atendida.

p.5) Receita de implementação de infraestrutura de transmissão

A receita de implementação da infraestrutura de transmissão é reconhecida de acordo com o ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão (IFRIC 12) e CPC 47, à medida em que todas as obrigações de desempenho sejam satisfeitas ao longo do tempo. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo.

q) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e de premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e dos seus passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, de premissas ou de condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e as premissas utilizadas nas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

q.1) Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas futuras de câmbio, de inflação, de taxas de juros de longo prazo e de preços de energia.

q.2) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração cujas usinas possuem concessão do serviço público são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando eles são necessários.

q.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para avaliar se há evidências de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Em situações não comuns, se tais evidências são identificadas, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação desses ativos (*impairment*). Esses testes envolvem algumas variáveis e incertezas no que se refere às projeções de fluxos de caixa, para avaliação dos ativos em uso, e às definições dos valores de mercado dos ativos, para os mantidos para venda.

A Companhia complementou o *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, classificado como ativo não circulante mantido para venda na ocasião, cuja operação comercial foi descontinuada por inviabilidade econômico-financeira, nos montantes de R$ 4.900 em 2019 e 39.327 em 2018.

q.4) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores justos na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas. A análise de sensibilidade das taxas de desconto está divulgada na Nota 26 – Obrigações com benefícios de aposentadoria.

q.5) Provisões

- Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

São definidas com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis. As avaliações de risco e os valores estimados podem divergir dos que vierem a ser incorridos pela Companhia.

- Provisão para desmobilização de ativos de geração

A Companhia reconheceu provisão para custos com a desmobilização de suas usinas eólicas com base em estimativas e premissas relacionadas às taxas de desconto e ao custo esperado para a desmobilização e remoção ao fim do prazo de autorização dessas usinas. Estes custos podem divergir do que vierem a ser incorridos pela Companhia.

q.6) Estimativa da taxa incremental de arrendamentos

Os arrendamentos vigentes não possuem sua taxa de juros implícita prontamente identificável, motivo pelo qual a Companhia considera a taxa incremental sobre empréstimos para mensurar os passivos de arrendamento. A taxa incremental é a taxa de juros que a Companhia teria que pagar ao tomar empréstimos, por prazo semelhante, para obter os recursos necessários para a aquisição de ativos com valores similares ao ativo de direito de uso em ambiente econômico similar. A Companhia calcula a taxa incremental usando dados observáveis, quando disponíveis.

r) Novas normas, alterações e interpretações

A partir de 01.01.2019, estão vigentes as seguintes normas e alterações: (i) Alterações no CPC 06 (R2) – Operações de arrendamento mercantil (IFRS 16); (ii) Alterações no CPC 18 (R2) – Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto (IAS 28); (iii) Alterações no CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados (IAS 19); (iv) Alterações no CPC 48 – Instrumentos financeiros (IFRS 9); (v) ICPC 22 – Incertezas sobre tratamentos de tributos sobre o lucro (IFRIC 23); e (vi) Revisão anual do CPC n° 13/2018 (IASB ciclo 2015-2017).

A adoção dessas novas normas e alterações não resultou em impactos significativos nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas de 2019, exceto pelas alterações no CPC 06 (R2), cujos impactos estão apresentados abaixo.

r.1) Alterações no CPC 06 (R2) – Operações de arrendamento mercantil (IFRS 16)

As alterações no CPC 06 (R2) introduziram exigências para o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos. A norma alterada estabelece que os arrendatários devem reconhecer o passivo decorrente dos pagamentos futuros dos contratos de arrendamento, em contrapartida do direito de uso do ativo arrendado.

A definição de arrendamento abrange todos os contratos que conferem direito ao uso e controle de um ativo identificável, incluindo contratos de locação e, potencialmente, alguns componentes de contratos de prestação de serviços.

A Companhia realizou a análise de todos os seus contratos e identificou como escopo da norma os contratos de arredamentos das áreas onde estão ou serão instalados os parques eólicos e solares fotovoltaicos e de utilização do edifício da sede administrativa. A partir de 01.01.2019, tais contratos de arrendamento foram reconhecidos como um direito de uso do ativo em contrapartida de um passivo de arrendamento.

Conforme previsto no pronunciamento, a Companhia aplicou a abordagem de transição simplificada e não irá reapresentar os valores comparativos do ano anterior à primeira adoção (01.01.2019). Os ativos de direito de uso de arrendamentos foram mensurados ao valor dos passivos de arrendamentos no momento da adoção, acrescidos dos pagamentos antecipados realizados até a data de adoção do CPC 06 (R2).

A Companhia optou por utilizar as isenções de reconhecimento para contratos de arrendamento que, na data de início, têm um prazo de arrendamento igual ou inferior a 12 meses e para os quais o ativo subjacente é de baixo valor individual.

Como resultado da adoção das novas regras, a Companhia reconheceu ativos de direito de uso de R$ 33.145 e R$ 119.805, acrescido dos adiantamentos de arrendamentos, na controladora e no consolidado, respectivamente, em 01.01.2019, em contrapartida dos passivos de arrendamento nos montantes de R$ 21.839 e de R$ 89.187, na controladora e no consolidado, respectivamente. Mais detalhes são apresentados na Nota 20 – Operações de arrendamento.

A apuração desses valores considerou a utilização de julgamentos e estimativas, tais como a definição das taxas de desconto e outros aspectos que necessitaram de avaliação para a mensuração.

Em 01.01.2019, os seguintes efeitos foram observados:

	Controladora			Consolidado		
	Anterior a aplicação do CPC 06 (R2)	Ajustes	Posterior a aplicação do CPC 06 (R2)	Anterior a aplicação do CPC 06 (R2)	Ajustes	Posterior a aplicação do CPC 06 (R2)
Ativo circulante	**2.260.734**	**-**	**2.260.734**	**4.556.677**	**(996)**	**4.555.681**
Outros ativos circulantes	177.880	-	177.880	225.455	(996)	224.459
Ativo não circulante	**15.345.262**	**21.839**	**15.367.101**	**19.178.868**	**90.183**	**19.269.051**
Direito de uso de arrendamentos	-	33.145	33.145	-	119.805	119.805
Outros ativos não circulantes	20.313	(11.306)	9.007	151.108	(29.622)	121.486
TOTAL	**17.605.996**	**21.839**	**17.627.835**	**23.735.545**	**89.187**	**23.824.732**
Passivo circulante	**3.278.588**	**6.208**	**3.284.796**	**4.170.261**	**14.240**	**4.184.501**
Arrendamentos a pagar	-	6.208	6.208	-	14.240	14.240
Passivo não circulante	**8.011.222**	**15.631**	**8.026.853**	**13.244.707**	**74.947**	**13.319.654**
Arrendamentos a pagar	-	15.631	15.631	-	74.947	74.947
Patrimônio líquido	**6.316.186**	**-**	**6.316.186**	**6.320.577**	**-**	**6.320.577**
TOTAL	**17.605.996**	**21.839**	**17.627.835**	**23.735.545**	**89.187**	**23.824.732**

Os efeitos observados no exercício findo em 31.12.2019, líquidos de PIS e Cofins, decorrentes da adoção do CPC 06 (R2) foram:

	Controladora	Consolidado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Custos operacionais		
Depreciação e amortização	-	(2.525)
Aluguéis	-	7.708
Despesas gerais e administrativas		
Depreciação e amortização	(4.508)	(5.251)
Aluguéis	5.938	7.596
Resultado financeiro		
Juros de arrendamentos	(2.577)	(11.282)
Imposto de renda e contribuição social diferido	**390**	**1.276**
TOTAL	**(757)**	**(2.478)**

A adoção do CPC 06 (R2) não afeta a capacidade da Companhia de cumprir com os acordos contratuais (*covenants*) descritos na Nota 18 – Empréstimos e financiamentos e na Nota 19 – Debêntures.

s) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

A partir de 01.01.2020, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia: (i) Revisão do CPC 00 – Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro; (ii) Alterações no CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios; e (iii) Alterações no CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações Contábeis e CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Não é esperado que essas alterações tenham um impacto significativo nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia.

NOTA 4 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	**31.12.2018**	**31.12.2019**	**31.12.2018**
Caixa e depósitos bancários à vista	**2.200**	**956**	**90.893**	**58.293**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	2.588.144	1.281.353	3.746.004	2.341.726
Outras aplicações financeiras	163	86	33.364	15.773
	2.588.307	**1.281.439**	**3.779.368**	**2.357.499**
	2.590.507	**1.282.395**	**3.870.261**	**2.415.792**

As aplicações financeiras da Companhia são mantidas para o pagamento dos compromissos de caixa de curto prazo, estando concentradas, substancialmente, no fundo exclusivo Energy Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE), cuja gestão é feita pelo Banco Santander. O fundo tem como política a alocação do seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco, tendo, em 31.12.2019, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2019 e 2018 foi de cerca de 99,3% e 100,0% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários), respectivamente.

NOTA 5 – CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Distribuidoras	276.984	264.100	428.598	344.452
Consumidores livres	34.464	27.691	360.538	367.873
Transações realizadas na CCEE	136.334	109.648	344.953	312.492
Operações de *trading*	-	-	139.299	65.733
Comercializadoras	201.663	137.171	92.546	56.207
Outros	305	-	91.490	40.819
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(6.180)	(6.180)	(6.197)	(6.197)
	643.570	**532.430**	**1.451.227**	**1.181.379**

O prazo médio de recebimento da energia vendida por meio de contratos é de aproximadamente 30 dias, contados do primeiro dia do mês subsequente à venda, incluindo operações de *trading*, enquanto o prazo dos valores liquidados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é de aproximadamente 45 dias. Apesar do aumento da inadimplência na CCEE, devido à judicialização relativa ao *Generation Scaling Factor* (GSF) desde 2015, a Companhia vem fazendo constantemente gestão do seu portfólio com o intuito de mitigar tal situação.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Vencidas até 30 dias	-	3.269	4.318	6.170
Vencidas há mais de 30 dias	7.044	6.928	14.815	9.560
Com perdas estimadas reconhecidas	*6.180*	*6.180*	*6.197*	*6.197*
Outros	*864*	*748*	*8.618*	*3.363*
	7.044	**10.197**	**19.133**	**15.730**

A Companhia não reconheceu perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa no exercício findo em 31.12.2019, haja vista sua experiência de perda de crédito histórica e sua expectativa no recebimento destes créditos. Em 2019 e 2018 não foram baixados valores de contas a receber de clientes em virtude de perdas verificadas.

Além dos montantes a receber anteriormente mencionados, a Companhia também possui valores pendentes de recebimento relativos a transações realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, entre os anos de 2000 a 2002, cujos valores estão integralmente cobertos por provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa. As naturezas e os valores das referidas transações são estes:

(i) R$ 110.598 – corresponde a créditos oriundos de transações realizadas no MAE, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, que não foram recebidos em função de ações judiciais movidas por determinados agentes devedores que discordaram da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A estimativa de perda foi constituída em virtude das dúvidas quanto ao recebimento dos valores relativos às referidas transações.

(ii) R$ 12.388 – refere-se, substancialmente, a débitos de agentes inadimplentes na primeira liquidação financeira feita pelo MAE, em 30.12.2002, relativa às transações realizadas no âmbito daquele mercado. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais há longa data. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

NOTA 6 – ESTOQUES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Almoxarifado	14.344	17.252	83.766	59.971
Insumos para produção de energia	-	-	47.675	52.404
Adiantamentos a fornecedores	1.015	273	86.518	8.534
Outros	76	261	3.005	7.954
Redução ao valor realizável líquido	-	(3.182)	-	(3.182)
	15.435	**14.604**	**220.964**	**125.681**

No ano de 2019, a controlada Pampa Sul adiantou o montante de R$ 65.932 a fornecedor de carvão. O saldo remanescente, em 31.12.2019, era de R$ 38.949, sendo que a realização se dá quando a compra de carvão ultrapassa a cota mensal mínima estabelecida no contrato, de 106.000 toneladas. A Companhia espera realizar integralmente o adiantamento até o final de 2020. Adicionalmente, a controlada EGSD realizou adiantamento a fornecedores para aquisição de painéis solares, cujo saldo em 31.12.2019 é de R$ 46.246 (R$ 7.524 em 31.12.2018).

NOTA 7 – DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Depósitos para reinvestimento	807	3.241	807	3.241
Garantias de compromissos contratuais	-	1.200	-	1.920
Garantias de posição devedora na CCEE	31	30	4.049	3.795
Ativo circulante	**838**	**4.471**	**4.856**	**8.956**
Garantias de financiamento	10.388	9.915	374.676	226.210
Outros	-	-	6.388	6.240
Ativo não circulante	**10.388**	**9.915**	**381.064**	**232.450**
	11.226	**14.386**	**385.920**	**241.406**

As garantias de financiamento visam assegurar o pagamento dos serviços de dívida com o BNDES e os bancos repassadores. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida e às despesas contratuais de operação e de manutenção para as usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades.

NOTA 8 – REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO A APROPRIAR

a) Composição

	Período de amortização	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
UHE Itá	2029	37.519	41.578	37.519	41.578
UHE Cana Brava	2029	29.220	32.378	29.220	32.378
UHE Estreito	2033	-	-	27.470	29.543
UHE Ponte de Pedra	2023	11.382	14.977	11.382	14.977
UHE São Salvador	2033	15.799	16.990	15.799	16.990
UHE Machadinho	2029	9.385	10.399	9.385	10.399
		103.305	**116.322**	**130.775**	**145.865**
Classificação no balanço patrimonial					
Ativo circulante		13.016	13.016	15.089	15.089
Ativo não circulante		90.289	103.306	115.686	130.776
		103.305	**116.322**	**130.775**	**145.865**

Em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no ACR. Como condição para a adesão ao referido acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impedia a aplicação direta do mecanismo de redução de garantia física, denominado GSF.

As regras da repactuação estabeleceram opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumiram o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um excedente de pagamento em relação ao valor apurado, cujo montante vem sendo compensado com os "prêmios de risco" devidos pela Companhia, calculados a valor presente.

A movimentação dos saldos foi esta:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2017	**139.397**	**171.014**
Amortização do "prêmio de risco"	(23.075)	(25.149)
Saldos em 31.12.2018	**116.322**	**145.865**
Amortização do "prêmio de risco"	(13.017)	(15.090)
Saldos em 31.12.2019	**103.305**	**130.775**

b) Perfil de realização da repactuação de risco hidrológico apresentada no ativo não circulante

	Controladora	Consolidado
2021	13.016	15.090
2022	13.016	15.090
2023	10.021	12.094
2024	9.422	11.495
2025	9.422	11.495
2026 a 2030	32.708	43.075
2031 a 2033	2.684	7.347
	90.289	**115.686**

NOTA 9 – DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	**31.12.2018**	**31.12.2019**	**31.12.2018**
Fiscais e previdenciárias	70.913	68.546	71.495	69.383
Cíveis	23.176	22.388	24.330	23.030
Trabalhistas	6.744	5.165	7.053	5.308
	100.833	**96.099**	**102.878**	**97.721**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 29.471 (R$ 27.223 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 10 – ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
UHE Jaguara	183.783	1.496.385	1.680.168	172.165	1.437.860	1.610.025
UHE Miranda	112.449	915.557	1.028.006	105.337	879.748	985.085
	296.232	**2.411.942**	**2.708.174**	**277.502**	**2.317.608**	**2.595.110**

Em 27.09.2017, a Companhia foi vencedora do Leilão de Concessões não Prorrogadas, para a concessão das usinas hidrelétricas Jaguara e Miranda, pelo período de 30 anos, a partir de 10.11.2017. O pagamento da bonificação pela outorga das concessões se deu em parcela única em 30.11.2017.

Como parte do processo do Leilão, a Companhia tem assegurado pelo Poder Concedente o direito à venda de 70% da garantia física das usinas, no Sistema de Cota de Garantia Física, garantindo, assim, o direito incondicional de receber caixa durante o período de concessão, sem riscos de demanda, de mercado e hidrológicos. Dessa forma, a parcela do montante pago pela outorga da concessão, correspondente ao valor presente dos fluxos de caixa futuros, calculado com base na taxa de desconto de referência na data do reconhecimento inicial (6,9%), a serem recebidos pela venda da energia no ACR, foi reconhecida como ativo financeiro.

A movimentação dos ativos financeiros foi esta:

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2017	**1.580.397**	**966.970**	**2.547.367**
Recebimentos	(181.566)	(111.094)	(292.660)
Juros	154.506	94.536	249.042
Variação monetária	56.688	34.673	91.361
Saldos em 31.12.2018	**1.610.025**	**985.085**	**2.595.110**
Recebimentos	(167.303)	(102.368)	(269.671)
Juros	153.638	94.001	247.639
Variação monetária	83.808	51.288	135.096
Saldos em 31.12.2019	**1.680.168**	**1.028.006**	**2.708.174**

b) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
2021	153.132	93.692	246.824
2022	138.531	84.758	223.289
2023	125.321	76.676	201.997
2024	113.343	69.348	182.691
2025	102.532	62.734	165.266
2026 a 2030	383.315	234.530	617.845
2031 a 2047	480.211	293.819	774.030
	1.496.385	**915.557**	**2.411.942**

NOTA 11 – ATIVO DE CONTRATO

Os contratos de concessão definem o serviço público de transmissão de energia elétrica como o serviço prestado mediante a construção (implementação de infraestrutura) e a operação e manutenção (O&M) de instalações de transmissão.

Quando a concessionária de transmissão de energia elétrica presta serviços de implementação de infraestrutura, deve-se reconhecer a receita correspondente pelo valor justo e os respectivos custos relacionados. Adicionado a receita de implementação da infraestrutura de transmissão têm-se a margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Na contabilização da receita de implementação de infraestrutura, a Administração da Companhia avalia questões relacionadas à responsabilidade primária pela prestação desse serviço, mesmo nos casos em que haja, substancialmente, a sua terceirização.

Em 15.12.2017, a Companhia arrematou, por meio de sua controlada indireta Gralha Azul, o Lote 1 do Leilão de Transmissão n° 002/2017, promovido pela Aneel, localizado no estado do Paraná, que totaliza, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) apresentada pela Companhia foi de R$ 231.725, com deságio de 34,8% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 355.407.

O prazo da concessão do serviço público de transmissão, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão é de 30 anos, contados da data de assinatura do contrato de concessão – 08.03.2018, e o prazo limite para início da operação comercial é 09.03.2023.

A margem de implementação desta infraestrutura de transmissão foi de 2,66%, a qual foi auferida pela proporção do montante previsto para "o gerenciamento e/ou acompanhamento da obra" em relação ao "CAPEX do Projeto", ambos definidos no Plano de Negócios para participação no leilão. A margem proposta, a qual está líquida dos encargos incidentes, é suficiente para cobrir os custos de gerenciamento da implementação da infraestrutura de transmissão.

A Administração da Companhia entende que a receita de implementação, adicionada da margem bruta residual, compreende um direito à contraprestação condicionada à obrigação contratual de construir, operar e manter a infraestrutura de transmissão durante o período de concessão e, por isso, classificou este ativo como ativo de contrato. Assim, o ativo de contrato será reconhecido à medida que a Companhia cumprir a obrigação contratual – implementação de infraestrutura – para ter direito ao recebimento da RAP.

O ativo de contrato de concessão é remunerado pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

O ativo de contrato de concessão está apresentado no ativo não circulante e sua movimentação é apresentada abaixo:

	Consolidado
Receita de implementação de infraestrutura	46.572
Juros	1.007
Variação monetária	119
Saldo em 31.12.2018	**47.698**
Receita de implementação de infraestrutura	155.364
Juros	10.292
Variação monetária	4.257
Saldo em 31.12.2019	**217.611**

Em 31.12.2019, os contratos para a construção e os contratos com os fornecedores dos equipamentos principais já haviam sido formalizados. Mais informações vide Nota 38 – Compromissos de longo prazo. Adicionalmente, já haviam sido emitidas as Licenças Prévias do Projeto e parte das Licenças de Instalação.

O início da realização do saldo apresentado no ativo não circulante ocorrerá a partir da entrada em operação comercial da infraestrutura de transmissão de energia elétrica, cujo prazo limite é até 2023.

NOTA 12 – OUTROS ATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Créditos fiscais a recuperar	2.179	11.701	114.415	43.982
Combustíveis a reembolsar	-	-	52.533	52.136
Alienações e serviços em curso	29.740	47.738	38.322	35.974
Despesas pagas antecipadamente	16.957	13.516	38.823	29.402
Adiantamentos a fornecedores	14.856	62.800	-	29.622
Adiantamentos a entidade de P&D	25.277	13.568	25.597	20.402
Ativo fiscal diferido	-	-	13.543	33.258
Mútuo Andrade Açúcar e Álcool	-	-	11.662	13.116
Adiantamento a empregados	4.930	6.113	6.608	6.624
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	-	-	5.104	5.899
Outros valores a receber	49.517	42.757	62.840	58.450
	143.456	**198.193**	**369.447**	**328.865**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	137.506	177.880	300.759	225.455
Ativo não circulante	5.950	20.313	68.688	103.410
	143.456	**198.193**	**369.447**	**328.865**

a) Créditos fiscais a recuperar

Corresponde, principalmente, a créditos de PIS e Cofins decorrentes das aquisições de máquinas e equipamentos e de gastos com a construção de Usinas.

b) Combustíveis a reembolsar

Refere-se a valores a receber decorrente do reembolso de combustíveis consumidos para a geração de energia termelétrica do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, os quais são reembolsados pela CCEE. Os valores elegíveis ao reembolso correspondem ao limite de 2.400.000 toneladas anuais, descontando o percentual indicado anualmente pelo órgão regulador referente a índices de disponibilidade e eficiência da Usina.

NOTA 13 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Equivalência patrimonial	12.649.936	10.436.421	2.874.727	-
Mais valia na aquisição de investimentos	82.453	85.794	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	92.715	18.522	74.193	-
	12.825.104	**10.540.737**	**2.948.920**	**-**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Saldos em 31.12.2018	Aumento de capital/ aquisição de investimento	Alocação de ágio	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2019
Controladas								
ECP	**4.062.592**	427.834	-	(1.420.000)	292.726	-	-	**3.363.152**
Pampa Sul	**2.360.677**	50.156	-	(225.461)	227.756	(15.604)	(4.396)	**2.393.128**
CEE	**1.111.608**	-	-	-	183.125	(158.496)	-	**1.136.237**
Jaguara	**1.004.678**	-	-	-	160.769	(157.220)	-	**1.008.227**
Miranda	**691.350**	-	-	-	90.854	(111.295)	-	**670.909**
Diamante	**646.556**	-	-	(146.307)	72.551	(57.156)	-	**515.644**
EBC	**210.019**	-	-	-	116.175	(30.000)	-	**296.194**
EGSD	**40.695**	29.379	-	-	(3.560)	-	440	**66.954**
Lages	**37.871**	-	-	-	8.015	(15.356)	-	**30.530**
ECV	**19.238**	-	-	-	5.710	-	-	**24.948**
ENGIE Trading	**5.000**	-	-	-	17.175	-	-	**22.175**
Outros	**3.590**	-	-	-	-	-	-	**3.590**
Operação em conjunto								
Itasa	**242.547**	-	-	-	5.995	(5.021)	-	**243.521**
Joint Venture								
TAG[4]	**-**	3.469.869	(74.193)	-	81.114	(351.000)	(251.063)	**2.874.727**
	10.436.421	**3.977.238**	**(74.193)**	**(1.791.768)**	**1.258.405**	**(901.148)**	**(255.019)**	**12.649.936**

	Saldos em 31.12.2017	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2018
Controladas							
ECP	**2.572.787**	1.430.049	(184.431)	300.587	(56.400)	-	**4.062.592**
Pampa Sul	**1.762.593**	477.847	-	115.748	-	4.489	**2.360.677**
CEE	**1.066.881**	-	-	190.623	(145.896)	-	**1.111.608**
Jaguara	**869.064**	90	-	167.548	(32.024)	-	**1.004.678**
Miranda	**591.393**	90	-	121.003	(21.136)	-	**691.350**
Diamante	**1**	562.431	-	186.242	(102.118)	-	**646.556**
EBC	**280.613**	-	-	204.406	(275.000)	-	**210.019**
EGSD	**7.156**	36.310	-	(2.663)	-	(108)	**40.695**
Lages	**38.302**	-	-	15.259	(15.690)	-	**37.871**
ECV	**5.302**	18.970	-	(5.034)	-	-	**19.238**
ENGIE Trading	**-**	5.000	-	-	-	-	**5.000**
Outros	**3.590**	1	(1)	-	-	-	**3.590**
Operação em conjunto							
Itasa	**247.371**	-	-	9.187	(14.011)	-	**242.547**
	7.445.053	**2.530.788**	**(184.432)**	**1.302.906**	**(662.275)**	**4.381**	**10.436.421**

b.1) ECP

O aumento de capital na controlada ECP no ano de 2019, teve como objetivo investimentos nos Conjuntos Eólicos Umburanas – Fase I e Campo Largo – Fase II e no Sistema de Transmissão Gralha Azul, controlados pela subsidiária da Companhia. Adicionalmente, neste período, a Companhia reduziu o capital social na ECP, em função, essencialmente, das liberações em 2018 e 2019 de parcelas dos financiamentos captados junto ao BNDES pelos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I. A construção das usinas destes Conjuntos vinha sendo financiada com capital próprio aportado pela ECP, acionista controladora, até que os referidos financiamentos fossem liberados.

[4] A TAG é uma controlada em conjunto e, portanto, não consolidada pela Companhia.

b.2) Pampa Sul

Em 2019, houve a redução de capital social na empresa Pampa Sul motivada pela liberação de financiamento do BNDES, a qual vinha sendo financiada com capital próprio até a liberação do financiamento.

b.3) Diamante

Em 2019, o capital social da controlada Diamante foi reduzido por meio da compensação de saldos a pagar à controlada, no montante de R$ 146.238 e da transferência de titularidade de terrenos da Diamante para a Companhia, cujo custo era de R$ 69.

b.4) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas, as quais possuem exercício social também encerrado em 31 de dezembro, estão apresentadas a seguir:

	31.12.2019						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	2.360.476	6.651.195	3.437.891	3.366.818	1.006.341	293.900	**99,99**
Pampa Sul	1.956.692	3.286.422	1.181.076	2.393.128	219.027	227.756	**99,99**
CEE	920.380	2.244.465	1.108.228	1.136.237	515.054	183.125	**99,99**
Jaguara	854.409	2.354.079	1.345.852	1.008.227	451.054	160.769	**99,99**
Miranda	582.663	1.485.078	814.169	670.909	293.104	90.854	**99,99**
Diamante	638.940	774.980	259.336	515.644	620.319	72.551	**99,99**
EBC	4.200	1.115.447	819.253	296.194	4.970.262	116.175	**99,99**
EGSD	29.611	185.458	118.504	66.954	97.926	(3.560)	**99,99**
Lages	30.530	37.991	7.461	30.530	36.138	8.015	**99,99**
ECV	23.970	55.105	30.157	24.948	331.806	5.710	**99,99**
ENGIE Trading	5.000	97.507	75.332	22.175	71.672	17.175	**99,99**

	31.12.2018						
	Capital social e AFAC[5]	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	3.352.642	5.684.076	1.762.516	4.066.983	597.436	301.633	**99,99**
Pampa Sul	2.131.997	2.800.818	667.612	2.360.677	-	115.748	**99,99**
CEE	920.380	2.309.227	1.197.619	1.111.608	543.622	190.623	**99,99**
Jaguara	854.409	2.258.057	1.253.379	1.004.678	430.087	167.548	**99,99**
Miranda	582.663	1.430.063	738.713	691.350	281.349	121.003	**99,99**
Diamante	785.247	1.042.725	396.169	646.556	668.383	186.242	**99,99**
EBC	4.200	614.942	404.923	210.019	4.592.918	204.406	**99,99**
EGSD	29.611	73.909	33.214	40.695	37.150	(2.663)	**99,99**
Lages	30.530	40.496	2.625	37.871	62.306	15.259	**99,99**
ECV	23.970	31.169	11.931	19.238	30.781	(5.034)	**99,99**

Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva, em 2019, no patrimônio líquido e no lucro líquido da ECP acima apresentados é de R$ 3.666 e R$ 1.174 (R$ 4.391 e R$ 1.046 em 2018), respectivamente.

Juros capitalizados

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I, Umburanas – Fase I e Campo Largo – Fase II e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP, e da Usina Termelétrica Pampa Sul. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados. O Conjunto Campo Largo – Fase II encontra-se em fase de construção, motivo pelo qual os valores de juros sobre dívida ainda não estão sendo amortizados.

O total dos montantes capitalizados nas controladas diretas ECP e Pampa Sul, até 31.12.2019, foi de R$ 153.514 e R$ 287.782 (R$ 145.423 e R$ 227.471 em 2018), respectivamente. No exercício de 2019, os juros capitalizados nessas controladas foram de R$ 8.091 e R$ 60.311 (R$ 61.660 e R$ 117.373 em 2018), respectivamente. No quadro de "Informações das principais controladas", os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (Prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos anteriormente.

[5] Adiantamento para futuro aumento de capital.

c) "Mais valia" na aquisição de investimentos – Controladora

Nesta rubrica estão registradas, substancialmente, as "mais valias" (direitos de concessão e direitos adquiridos) pagas na aquisição das controladas diretas CEE e EGSD, que têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica e os direitos sobre a marca e de não concorrência, respectivamente, e que foram definidas com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa, obtidas por meio de avaliações econômico-financeiras. Essas "mais valias" estão sendo amortizadas de forma linear, visto que os benefícios econômicos decorrentes das aquisições destes investimentos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2019 e 2018, o montante amortizado foi de R$ 3.341.

d) Informações sobre as subsidiárias

d.1) Controladas

d.1.1) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

A Pampa Sul é detentora da Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada no município de Candiota (RS), com capacidade instalada de 345,0 MW. A Usina Termelétrica Pampa Sul iniciou sua operação em junho de 2019. Em novembro de 2014, a empresa comercializou, em leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos.

d.1.2) Companhia Energética Estreito ("CEE")

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste") e líder do consórcio, criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). A participação da Companhia na capacidade instalada da Usina é de 435,6 MW.

d.1.3) Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")

A Jaguara é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424,0 MW. A outorga para a geração de energia elétrica da Usina em regime de cotas foi adquirida pela ENGIE Brasil Energia no Leilão de Concessões não Prorrogadas realizado pela Aneel em 27.09.2017.

d.1.4) Companhia Energética Miranda ("Miranda")

A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408,0 MW. A outorga para a geração de energia elétrica da Usina em regime de cotas também foi adquirida pela ENGIE Brasil Energia no Leilão acima mencionado.

d.1.5) Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante")

Localizada no município de Capivari de Baixo (SC), detém o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que é constituído por sete grupos geradores, agrupados em três usinas: Jorge Lacerda A, com duas unidades geradoras de 50 MW e duas de 66 MW cada, Jorge Lacerda B, com duas unidades de 131 MW cada e, Jorge Lacerda C, com uma unidade geradora de 363 MW, totalizando 857 MW.

d.1.6) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. As vendas da Companhia no ACL normalmente são concentradas nesta subsidiária.

d.1.7) ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD")

A EGSD tem como objeto social o desenvolvimento, a venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5,0 MW.

Em agosto de 2018, a Companhia concluiu o processo de aquisição do controle da EGSD. A aquisição da controlada ocorreu em estágios, tendo sido iniciada em abril de 2016 pela compra de 50% do capital social da investida. O montante total da aquisição foi de R$ 59.437, a saber: (i) R$ 24.276 – aquisição de 50% do capital social em abril de 2016; mediante subscrição de capital e ágio na subscrição de ações; e (ii) R$ 35.161 – aquisição dos 50% do capital social remanescente, concluída em agosto de 2018.

A Companhia realizou o processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos para fazer as devidas alocações no balanço de aquisição conforme as regras de combinação de negócios. Com base em laudo de avaliação, a diferença entre o valor pago para aquisição de controle e o valor justo dos ativos e passivos adquiridos, foi alocada nas rubricas de "Mais valia na aquisição de investimentos", no montante de R$ 22.306, e de "Ágio por expectativa de rentabilidade futura", no montante de R$ 18.522. A mais valia é correspondente ao valor presente das projeções de fluxo de caixa correspondentes a marca e ao direito de não concorrência adquiridos na combinação de negócios.

d.1.8) Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")

A Lages é uma termelétrica, localizada no município de Lages (SC), que utiliza um turbo gerador a vapor de 28,0 MW que consome resíduos de madeira como combustível.

d.1.9) ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ENGIE Varejista")

A ENGIE Varejista tem como objeto social o comércio varejista de energia elétrica, incluindo a compra, no atacado ou no varejo, a venda no varejo e a importação de energia elétrica. Em dezembro de 2017, a CCEE habilitou a operação comercial da ENGIE Varejista. A figura do comercializador varejista foi regulamentada pela Aneel em 2015 com o objetivo de reduzir a complexidade da adesão e facilitar o desenvolvimento do ACL.

d.1.10) ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")

A ENGIE Trading tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, no atacado e no varejo, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações e a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. A subsidiária foi constituída em 2019 e é o principal agente das operações de *trading*, as quais visam auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos.

d.1.11) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia. A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2019.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
CECL[6]	1.122.949	2.417.706	1.213.358	1.204.348	245.889	42.217	99,99
CEUR[7]	336.721	1.785.939	1.406.221	379.718	227.433	113.922	99,99
CETR[8]	353.855	1.214.055	642.583	571.472	189.684	54.216	99,99
Assú	126.629	224.993	95.031	129.962	22.416	6.484	99,99
Ferrari	69.440	159.849	75.532	84.317	66.176	12.284	99,99
Tupan	58.879	68.042	398	67.644	26.576	18.916	99,99
Ibitiúva	38.501	96.548	23.228	73.320	34.814	23.470	95,00
Hidropower	33.393	54.365	4.136	50.229	23.440	16.723	99,99
CESA[9]	2.282	3.257	2.760	497	-	(408)	99,99
Gralha Azul	185.641	219.192	22.849	196.343	169.913	12.165	99,99
Outros	10	10	-	10	-	-	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2019, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 345.949 (R$ 344.013 em 31.12.2018).

- Conjunto Eólico Campo Largo ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 687,9 MW, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA).

O conjunto é composto por 2 *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em 11 SPE cada uma, adquiridas entre os anos de 2013 e 2014. Ao longo de 2018, todos os 11 parques eólicos pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, iniciaram a operação comercial. A seguir, algumas informações financeiras das controladas do CECL – Fase I, referentes ao exercício findo em 31.12.2019.

[6] Conjuntos Eólico Campo Largo – Fases I e II.
[7] Conjunto Eólico Umburanas.
[8] Conjunto Eólico Trairí.
[9] Conjunto Eólico Santo Agostinho.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
CLWP I	78.163	197.242	110.653	86.589	22.169	4.334	99,99
CLWP II	78.100	192.285	110.698	81.587	22.202	5.396	99,99
CLWP III	81.543	200.424	109.253	91.171	23.400	3.141	99,99
CLWP IV	85.034	203.402	105.137	98.265	26.634	6.009	99,99
CLWP V	81.774	191.948	105.939	86.009	19.750	2.460	99,99
CLWP VI	81.980	191.051	105.884	85.167	19.757	2.161	99,99
CLWP VII	78.499	217.617	119.360	98.257	30.883	8.403	99,99
CLWP XV	80.092	193.328	109.074	84.254	21.338	3.845	99,99
CLWP XVI	76.113	197.979	112.618	85.361	21.989	4.461	99,99
CLWP XVIII	84.803	193.515	103.568	89.947	21.196	3.332	99,99
CLWP XXI	84.660	195.136	106.962	88.174	17.360	371	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

O início da construção dos parques eólicos pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II ocorreu em 2019. A geração do parque será destinada 100% para o mercado livre. A expectativa é que as primeiras turbinas entrem operação comercial no início de 2021.

A seguir, algumas informações financeiras das controladas do CECL – Fase II, referentes ao exercício findo em 31.12.2019.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	(Prejuízo)	Participação (%)
CLWP VIII	18.908	20.463	1.989	18.474	-	(146)	99,99
CLWP IX	14.107	15.428	1.747	13.681	-	(138)	99,99
CLWP X	18.843	20.425	2.029	18.396	-	(160)	99,99
CLWP XI	17.849	19.727	2.295	17.432	-	(130)	99,99
CLWP XII	27.850	29.892	2.505	27.387	-	(175)	99,99
CLWP XIII	24.274	26.019	2.194	23.825	-	(162)	99,99
CLWP XIV	16.622	18.068	1.883	16.185	-	(149)	99,99
CLWP XVII	18.960	20.566	2.047	18.519	-	(153)	99,99
CLWP XIX	20.660	22.355	2.139	20.216	-	(157)	99,99
CLWP XX	25.670	27.590	2.367	25.223	-	(159)	99,99
CLWP XXII	24.172	26.181	2.465	23.716	-	(167)	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

- Conjunto Eólico Umburanas ("CEUR")

O Conjunto Eólico Umburanas, localizado no estado da Bahia, município de Umburanas, possui capacidade instalada de 360,0 MW e iniciou sua operação ao longo do primeiro quadrimestre de 2019.

A seguir, algumas informações financeiras das empresas que compõem o CEUR, referentes ao exercício findo em 31.12.2019.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Umburanas 1	130.990	228.477	111.464	117.013	13.645	6.939	99,99
Umburanas 2	24.956	124.177	103.774	20.403	14.980	8.059	99,99
Umburanas 3	25.539	98.222	81.691	16.531	9.988	5.043	99,99
Umburanas 4	20.354	84.120	70.824	13.296	10.185	5.335	99,99
Umburanas 5	24.098	99.632	81.929	17.703	12.668	6.786	99,99
Umburanas 6	19.666	123.480	102.323	21.157	17.172	9.261	99,99
Umburanas 7	24.814	86.260	71.742	14.518	13.510	4.893	99,99
Umburanas 8	14.858	99.889	82.947	16.942	13.240	6.029	99,99
Umburanas 9	7.742	73.490	62.470	11.020	8.572	4.448	99,99
Umburanas 10	11.055	99.029	83.762	15.267	11.014	5.700	99,99
Umburanas 11	9.873	97.021	83.163	13.858	10.346	5.312	99,99
Umburanas 12	12.209	123.289	103.922	19.367	17.528	9.584	99,99
Umburanas 13	3.279	36.709	31.737	4.972	4.789	2.347	99,99
Umburanas 14	11.405	114.264	96.267	17.997	16.756	8.847	99,99
Umburanas 15	12.158	123.869	106.508	17.361	15.452	7.038	99,99
Umburanas 16	11.974	112.144	94.247	17.897	15.516	7.815	99,99
Bela Vista XV	7.997	86.644	74.553	12.091	11.521	5.571	99,99
Umburanas 18	6.729	74.432	64.081	10.351	10.551	4.915	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

- Conjunto Eólico Trairí ("CETR")

O CETR é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 216,6 MW, todos localizados no município de Trairi, estado do Ceará.

O conjunto é composto por 2 *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em 4 SPE cada uma. A seguir algumas informações financeiras das controladas da EEN, referentes ao exercício findo em 31.12.2019.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Mundaú	52.128	128.260	68.587	59.673	23.505	6.554	99,99
Fleixeiras I	43.391	130.772	75.927	54.845	27.972	10.266	99,99
Guajiru	40.068	130.849	74.008	56.841	31.650	13.835	99,99
Trairí	36.554	109.504	62.537	46.967	24.670	7.796	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

A seguir algumas informações financeiras relativas ao exercício findo em 31.12.2019 das controladas da EEC.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Ouro Verde	54.420	167.004	103.946	63.058	20.596	2.065	99,99
Estrela	48.621	171.353	112.558	58.795	24.640	3.586	99,99
Cacimbas	27.984	108.964	67.909	41.055	20.508	3.515	99,99
Santa Mônica	27.830	107.125	65.681	41.444	16.143	2.960	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

- Assú

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN). Até 31.12.2019, a ECP, por meio de sua controlada direta Assú V, desenvolveu um dos projetos adquiridos, a Usina Fotovoltaica Assú V, cuja capacidade instalada é de 30 MW e o início da operação comercial ocorreu em dezembro de 2017.

- Conjunto Eólico Santo Agostinho ("CESA")

Em agosto de 2014, a controlada direta ECP adquiriu os direitos de desenvolvimento do CESA, localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN), o qual é composto por 24 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600,0 MW de capacidade instalada. O CESA ainda está em fase de estudos, não tendo sido iniciada a construção dos parques eólicos.

d.2) *Joint Operation* - Itá Energética S.A. ("Itasa") – operação em conjunto

A ENGIE Brasil Energia mantém uma operação em conjunto na Itasa, com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade. A Companhia e a Itasa são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), por meio de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da ENGIE Brasil Energia, na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que ela possui personalidade jurídica própria.

BALANÇO PATRIMONIAL	31.12.2019	31.12.2018
ATIVO		
Ativo circulante	**82.519**	**51.701**
Caixa e equivalente de caixa	65.793	29.870
Outros ativos circulantes	16.726	21.831
Ativo não circulante	**450.764**	**483.415**
Realizável a longo prazo	24.361	25.840
Imobilizado	426.396	457.567
Intangível	7	8
TOTAL	**533.283**	**535.116**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	25.763	30.450
Passivo não circulante	7.989	7.134
Patrimônio líquido	499.531	497.532
TOTAL	**533.283**	**535.116**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	31.12.2019	31.12.2018
Receita operacional líquida	163.048	166.359
Custos da energia vendida	(142.480)	(134.451)
LUCRO BRUTO	**20.568**	**31.908**
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(3.307)	(3.483)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**17.261**	**28.425**
Resultado financeiro	**1.183**	**(125)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**18.444**	**28.300**
Imposto de renda e contribuição social	(6.147)	(9.455)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**12.297**	**18.845**

d.2.1) *Joint Venture* – Transportadora Associada de Gás ("TAG") – empreendimento em conjunto

Em 13.06.2019, foram cumpridas todas as condições precedentes para fechamento da operação de aquisição, pela Aliança, sociedade controlada em conjunto até a data de 02.09.2019, não consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia, de participação acionária na TAG, representativa de 90% do capital social, de titularidade da Petrobras, nos termos do contrato de compra e venda e outras avenças celebrado em 25.04.2019. A TAG possui infraestrutura de gasodutos com aproximadamente 4.500 km e com 12 instalações de compressão de gás (6 próprias e 6 subcontratadas) e 91 pontos de entrega. A participação direta da Companhia no capital social da Aliança era de 32,5%. Desta forma, a Companhia detinha participação indireta de 29,25% no capital social da TAG. Em virtude da operação de compra das ações, a Companhia realizou aumento de capital na controlada em conjunto Aliança no montante de R$ 2.789.257.

Em 02.09.2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança e, desta forma, a Companhia passou a deter participação societária direta na TAG, conforme demonstrado abaixo.

	Patrimônio líquido	ORA[10]	Patrimônio líquido, exceto ORA[10]
Patrimônio líquido da TAG antes da incorporação	**11.812.881**	**-**	**11.812.881**
Acervo líquido negativo	**(3.110.923)**	**(961.440)**	**(2.149.483)**
Patrimônio líquido da Aliança	7.513.033	(961.440)	8.474.473
Investimento na TAG avaliado pelo método de equivalência patrimonial	(10.623.956)	-	(10.623.956)
Patrimônio líquido da TAG após a incorporação	**8.701.958**	**(961.440)**	**9.663.398**

[10] Outros resultados abrangentes oriundos de operações de *hedge* de fluxo de caixa contratados pela Aliança.

Diante disto, a Companhia reconheceu o montante de R$ 99.230 em "Outros resultados abrangentes" na rubrica "Mudança de participação em controlada em conjunto", em decorrência dos efeitos da referida incorporação, já previstos nos termos acordados entre as partes. Visando recompor sua participação de 29,25% na TAG, definida no contrato de compra e venda, a Companhia adquiriu ações de TAG no valor de R$ 680.612. A Companhia, após a referida incorporação, reconheceu a alocação do ágio gerado na aquisição da TAG, no valor de R$ 74.193.

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG na data de 31.12.2019 eram estes:

Balanço Patrimonial – TAG	**31.12.2019**
ATIVO	
Ativo circulante	**1.832.485**
Caixa e equivalente de caixa	340.902
Outros ativos circulantes	1.491.583
Ativo não circulante	**34.830.027**
Realizável a longo prazo	1.715.066
Imobilizado	30.616.602
Intangível	2.498.359
Total	**36.662.512**
Passivo e patrimônio líquido	
Passivo circulante	**2.797.400**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.341.762
Outros passivos circulantes	455.638
Passivo não circulante	**24.036.987**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	21.250.775
Outros passivos não circulantes	2.786.212
Patrimônio líquido	**9.828.125**
Total	**36.662.512**
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido – 29,25%	**2.874.727**

O resultado de equivalência patrimonial da Companhia era composto pelos seguintes itens:

	2019
Aliança (32,5%)	
Despesas gerais e administrativas	(325.409)
Amortização mais valia de ativos	*(178.705)*
Despesas do desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	*(137.527)*
Outros	*(9.177)*
Prejuízo antes do resultado financeiro, participação e impostos	**(325.409)**
Resultado financeiro	(326.320)
Prejuízo antes dos impostos	**(651.729)**
Imposto de renda e contribuição social	62.803
Prejuízo da Aliança	**(588.926)**[11]
Participação societária na Aliança	**32,5%**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da Aliança	**(191.401)**
TAG (29,25%)	
Receita operacional líquida	2.915.672
Custo dos serviços prestados	(1.002.079)
Lucro bruto	**1.913.593**
Despesas gerais, administrativas e outras	(133.720)
Lucro antes do resultado financeiro, participação e impostos	**1.779.873**
Resultado financeiro	(546.556)
Lucro antes dos impostos	**1.233.317**
Imposto de renda e contribuição social	(301.642)
Lucro líquido da TAG	**931.675**[12]
Participação societária na TAG	**29,25%**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	**272.515**
Equivalência patrimonial – Aliança e TAG	**81.114**

[11] Prejuízo referente ao período anterior a incorporação (01.01.2019 a 02.09.2019), desconsiderando os efeitos decorrentes de equivalência patrimonial.

[12] Lucro líquido do período compreendido entre a aquisição de participação 13.06.2019 e 31.12.2019.

NOTA 14 – IMOBILIZADO

a) Composição

		Controladora					
		31.12.2019			31.12.2018		
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Reservatórios, barragens e adutoras	3,0%	5.109.946	(3.292.039)	1.817.907	5.109.943	(3.158.818)	1.951.125
Edificações e benfeitorias	3,1%	1.283.460	(814.894)	468.566	1.287.160	(784.639)	502.521
Máquinas e equipamentos	3,4%	4.232.160	(2.515.345)	1.716.815	4.161.375	(2.408.876)	1.752.499
Móveis e utensílios	6,3%	8.559	(4.388)	4.171	6.929	(4.181)	2.748
Veículos	14,3%	2.150	(1.693)	457	1.933	(1.581)	352
Obrigações especiais		(49.655)	6.428	(43.227)	(50.539)	4.841	(45.698)
		10.586.620	**(6.621.931)**	**3.964.689**	**10.516.801**	**(6.353.254)**	**4.163.547**
Em curso							
Reservatórios, barragens e adutoras		1.828	-	1.828	788	-	788
Edificações e benfeitorias		909	-	909	3.710	-	3.710
Máquinas e equipamentos		67.120	-	67.120	82.771	-	82.771
Adiantamentos a fornecedores		26.280	-	26.280	28.113	-	28.113
Aquisições a ratear		11.313	-	11.313	9.578	-	9.578
		107.450	**-**	**107.450**	**124.960**	**-**	**124.960**
		10.694.070	**(6.621.931)**	**4.072.139**	**10.641.761**	**(6.353.254)**	**4.288.507**

		Consolidado					
		31.12.2019			31.12.2018		
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Reservatórios, barragens e adutoras	3,2%	7.287.215	(3.961.881)	3.325.334	7.097.445	(3.751.594)	3.345.851
Edificações e benfeitorias	2,9%	2.186.622	(1.141.959)	1.044.663	1.877.043	(1.089.580)	787.463
Máquinas e equipamentos	3,8%	16.321.893	(5.750.245)	10.571.648	11.389.360	(5.264.505)	6.124.855
Móveis e utensílios	6,3%	14.583	(6.703)	7.880	10.810	(6.191)	4.619
Veículos	14,3%	5.813	(3.968)	1.845	5.147	(3.886)	1.261
Obrigações especiais		(50.146)	6.588	(43.558)	(51.030)	4.987	(46.043)
		25.765.980	**(10.858.168)**	**14.907.812**	**20.328.775**	**(10.110.769)**	**10.218.006**
Em curso							
Reservatórios, barragens e adutoras		7.344	-	7.344	117.788	-	117.788
Edificações e benfeitorias		42.005	-	42.005	340.129	-	340.129
Máquinas e equipamentos		166.870	-	166.870	1.883.743	-	1.883.743
Adiantamentos a fornecedores		174.402	-	174.402	1.373.386	-	1.373.386
Aquisições a ratear		31.778	-	31.778	702.415	-	702.415
		422.399	**-**	**422.399**	**4.417.461**	**-**	**4.417.461**
		26.188.379	**(10.858.168)**	**15.330.211**	**24.746.236**	**(10.110.769)**	**14.635.467**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2017	**2.064.751**	**528.676**	**2.271.284**	**4.659**	**222.270**	**(47.837)**	**5.043.803**
Ingressos	-	-	-	-	59.373	-	59.373
Aporte de capital com ativos	(2.055)	(13.599)	(351.415)	(2.557)	(125.043)	228	(494.441)
Ativo mantido para venda	-	-	(32.769)	(716)	(4.126)	-	(37.611)
Transferências	23.629	16.341	(14.623)	2.167	(27.514)	-	-
Baixas	(275)	(382)	(103)	(9)	-	-	(769)
Depreciação	(134.925)	(28.515)	(119.875)	(444)	-	1.911	(281.848)
Saldos em 31.12.2018	**1.951.125**	**502.521**	**1.752.499**	**3.100**	**124.960**	**(45.698)**	**4.288.507**
Ingressos	-	-	-	-	69.932	-	69.932
Transferências	(1.788)	5.300	78.859	2.145	(87.442)	-	(2.926)
Baixas	-	-	(1.718)	(139)	-	574	(1.283)
Depreciação	(131.430)	(39.255)	(112.825)	(478)	-	1.897	(282.091)
Saldos em 31.12.2019	**1.817.907**	**468.566**	**1.716.815**	**4.628**	**107.450**	**(43.227)**	**4.072.139**

	Consolidado						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2017	**3.530.574**	**731.454**	**4.380.402**	**5.515**	**3.078.125**	**(47.962)**	**11.678.108**
Ingressos	-	-	-	-	3.314.976	-	3.314.976
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	294.297	-	294.297
Ativo mantido para venda	-	-	(32.769)	(716)	(4.126)	-	(37.611)
Transferências	26.536	102.795	2.134.474	2.006	(2.265.811)	-	-
Baixas	(275)	(3.344)	(175)	(10)	-	-	(3.804)
Depreciação	(210.984)	(43.442)	(357.077)	(915)	-	1.919	(610.499)
Saldos em 31.12.2018	**3.345.851**	**787.463**	**6.124.855**	**5.880**	**4.417.461**	**(46.043)**	**14.635.467**
Ingressos	-	-	-	-	1.233.569	-	1.233.569
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	187.314	-	187.314
Indenizações por descumprimentos contratuais	-	-	-	-	(71.886)	-	(71.886)
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	151.931	-	151.931
Transferências	188.855	318.091	4.980.961	5.157	(5.495.990)	-	(2.926)
Baixas	-	-	(2.119)	(139)	-	574	(1.684)
Depreciação	(209.372)	(60.891)	(532.049)	(1.173)	-	1.911	(801.574)
Saldos em 31.12.2019	**3.325.334**	**1.044.663**	**10.571.648**	**9.725**	**422.399**	**(43.558)**	**15.330.211**

b.1) Aporte de capital com ativos

Em 02.01.2018, a ENGIE Brasil Energia integralizou capital social na controlada direta Diamante, em R$ 562.431, dos quais R$ 494.441 foram mediante integralização do ativo imobilizado do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL). A transferência das usinas do CTJL à Diamante foi anuída pela Aneel em fevereiro de 2018.

b.2) Ingresso – Provisão de desmobilização

A Companhia reconheceu em seu imobilizado a provisão dos custos decorrentes da desmobilização de seus parques eólicos, com base no valor presente dos fluxos de caixa esperados para o cumprimento da obrigação de retirada dos ativos relacionados a esses parques e de restauração do local ao final dos prazos de autorização.

	Período de amortização	31.12.2019
Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I	2050 e 2052	56.962
Conjunto Eólico Umburanas – Fase I	2049 e 2050	73.504
Conjunto Eólico Trairí	2041 e 2045	56.849
		187.315

A taxa real de desconto utilizada para o cálculo do valor presente foi de 3,59%, baseado nas taxas de títulos públicos com vencimento similar ao do término das autorizações.

b.3) Indenizações por descumprimentos contratuais

Em 02.08.2019, a Pampa Sul executou garantia no montante de R$ 71.886, com o objetivo de cobrir danos decorrentes do não atingimento de obrigações materiais do contrato EPC. Este montante foi reconhecido como redução do ativo imobilizado.

c) Composição do imobilizado em serviço, por grupo de usinas

	Controladora				
	31.12.2019				31.12.2018
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,2%	10.586.620	(6.621.931)	3.964.689	4.163.547
		10.586.620	**(6.621.931)**	**3.964.689**	**4.163.547**

	Consolidado				
	31.12.2019				31.12.2018
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,4%	16.635.363	(7.950.453)	8.684.910	6.534.717
Eólicas	3,2%	5.624.610	(2.392.959)	3.231.651	2.690.421
Termelétricas	4,2%	2.764.164	(243.721)	2.520.443	302.465
Biomassa	4,2%	352.150	(173.978)	178.172	288.609
Solar	3,7%	216.143	(15.913)	200.230	205.827
PCH	3,9%	173.550	(81.144)	92.406	195.967
		25.765.980	**(10.858.168)**	**14.907.812**	**10.218.006**

d) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, que correspondem à vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são estas:

	Correlação com quadro "a"	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Reservatórios e barragens	Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	50
Edificações e benfeitorias	Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	Máquinas e equipamentos	3,3	30
Caldeiras	Máquinas e equipamentos	4,0	25
Turbinas hidráulicas	Máquinas e equipamentos	2,5	40
Casas de força	Edificações e benfeitorias	2,0	50
Turbinas eólicas (aerogeradores)	Máquinas e equipamentos	5,0	20
Equipamentos gerais	Máquinas e equipamentos/Móveis e utensílios/Veículos	6,3	16

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2019 e 31.12.2018, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Reservatórios, barragens e adutoras	713.316	713.316	713.316	713.316
Edificações e benfeitorias	24.275	33.695	55.706	65.099
Máquinas e equipamentos	920.791	901.210	2.399.441	2.356.583
Móveis e utensílios	1.649	910	2.073	1.911
Veículos	894	760	2.212	2.002
	1.660.925	**1.649.891**	**3.172.748**	**3.138.911**

- Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas Hidrelétricas concessionárias

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei n° 8.987/95 e do Decreto n° 2.003/96, considera que não há total garantia quanto à indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos ao final de seus prazos de concessão.

Dessa forma, esses ativos são depreciados com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão, embora, a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da sua renovação.

e) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da adoção das normas internacionais de contabilidade (IFRS) e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e as baixas do referido ajuste nos ativos não resultam em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

Os saldos consolidados do imobilizado, em 31.12.2019 e 31.12.2018, contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação e baixas, nos montantes de R$ 481.429 e R$ 533.321. A depreciação e as baixas sobre os ajustes a valor justo no exercício findo em 31.12.2019 foram de R$ 51.892 (R$ 44.337 em 31.12.2018).

f) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação do IFRS 3 – Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Com base nesse pronunciamento, a Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição. Esse procedimento vinha sendo adotado pela Companhia antes da obrigatoriedade da adoção das IFRS e dos CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a essa data, de modo a conservar a consistência dos procedimentos.

O saldo das concessões de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2019 é de R$ 549.250 (R$ 583.192, em 31.12.2018), na controladora, e de R$ 638.673 (R$ 677.713, em 31.12.2018), no consolidado.

g) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos empréstimos e financiamentos, às debêntures e às concessões a pagar são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas e, quando da conclusão da construção, transferidos para o imobilizado em serviço.

h) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização.

Em 31.12.2019 e 31.12.2018 não foram identificadas evidências de ativos imobilizados com custos registrados superiores aos seus valores de recuperação.

i) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

i.1) Concessões de usinas hidrelétricas

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia	1.420	733	09.1998	09.2028
UHE Salto Osório	ENGIE Brasil Energia	1.078	503	09.1998	09.2028
UHE Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia	226	113	09.1998	09.2028
UHE Itá	ENGIE Brasil Energia /Itasa	1.450	741	12.1995	10.2030
UHE Machadinho	ENGIE Brasil Energia	1.140	547	07.1997	07.2032
UHE Cana Brava	ENGIE Brasil Energia	450	261	08.1998	08.2033
UHE Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia	176	134	10.1999	09.2034
UHE São Salvador	ENGIE Brasil Energia	243	148	04.2002	04.2037
UHE Estreito	CEE	1.087	641	11.2002	11.2037
UHE Jaguara	Jaguara	424	341	11.2017	12.2047
UHE Miranda	Miranda	408	198	11.2017	12.2047

A garantia física da Usina Hidrelétrica Itá é de 740,5 MW médios, dos quais, nos termos do Contrato de Consórcio, a Itasa tem direito a 404,1 MW médios e a ENGIE Brasil Energia 336,4 MW médios. A Companhia, direta e indiretamente, por meio da Itasa, tem direito a 564,7 MW médios da garantia física do empreendimento.

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas Usinas Hidrelétricas Estreito e Machadinho, o equivalente à, respectivamente, 435,6 MW e 403,9 MW das capacidades instaladas, e 256,9 MW médios e 165,3 MW médios das garantias físicas das Usinas, valores que correspondem às suas participações como acionistas ou consorciadas.

i.2) Autorizações de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW) [13]	Garantia física (MW médios)[13]	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)					
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Diamante	857	650	09.1998	09.2028
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	345	324	03.2015	03.2050
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[14]	33	20	04.2000	04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	17	10.2002	10.2032
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	36	07.2007	07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)					
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2032
Usinas eólicas (EOL)					
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	102	09.2011 e 01.2015	09.2041, 01 e 02.2045
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	80	05.2017	05.2052
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	N.A.	05.2015	N.A.
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11,13,15-16,18	Umburanas Eólicas	234	142	08.2014	08.2049
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050
Usinas eólicas – Em construção					
EOL Campo Largo VIII a XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	N.A.[15]	12.2019	12.2054
Usinas solares fotovoltaicas					
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	30	9	06.2016	06.2051
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	N.A.	04.2014	N.A.

A Companhia possui 22,9 MW e 13,9 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da UTE Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

A Usina Termelétrica Alegrete teve sua autorização revogada em fevereiro de 2014, e o processo de devolução dessa Usina à União está em andamento.

[13] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
[14] As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (27,1%).
[15] Até a publicação dessas demonstrações financeiras, as respectivas empresas não possuíam Garantia Física emitida pela Aneel.

i.3) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

NOTA 15 – INTANGÍVEL

a) Composição

		Controladora					
		31.12.2019			31.12.2018		
	Período de amortização	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de uso	Até 2034	109.428	(59.711)	49.717	88.015	(49.508)	38.507

		Consolidado					
		31.12.2019			31.12.2018		
	Período de amortização	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Bonificação pela outorga							
Jaguara	Até 2047	620.327	(44.695)	575.632	620.327	(24.067)	596.260
Miranda	Até 2047	411.223	(29.629)	381.594	411.223	(15.954)	395.269
		1.031.550	**(74.324)**	**957.226**	**1.031.550**	**(40.021)**	**991.529**
Direitos de projetos							
Eólicos em operação	Até 2052	74.153	(6.098)	68.055	58.457	(3.694)	54.763
Solar Assú	Até 2051	15.194	(943)	14.251	15.194	(471)	14.723
Eólicos em construção / desenvolvimento		124.758	-	124.758	123.477	-	123.477
		214.105	**(7.041)**	**207.064**	**197.128**	**(4.165)**	**192.963**
Direito de uso de ativos	Até 2037	133.168	(63.969)	69.199	112.228	(53.171)	59.057
Direito de compra de energia	Até 2023	64.561	(42.109)	22.452	64.561	(36.093)	28.468
Marca -EGSD		22.306	-	22.306	22.306	-	22.306
Ágio - EGSD		18.522	-	18.522	18.522	-	18.522
		1.484.212	**(187.443)**	**1.296.769**	**1.446.295**	**(133.450)**	**1.312.845**

a.1) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 10 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.2) Direito dos projetos

Os direitos dos projetos mencionados no demonstrativo acima decorrem do valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos adquiridos juntamente com as empresas, na data de aquisição. A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

b) Mutação

	Consolidado					
	Bonificação pela outorga	Direitos de projetos	Direitos de uso de ativos	Direitos de compra de energia	Outros	Total
Saldos em 31.12.2017	**1.025.688**	**195.898**	**52.910**	**34.455**	**-**	**1.308.951**
Ingresso	-	-	13.981	-	-	13.981
Combinação de negócios	-	-	-	-	40.828	40.828
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	(1.242)	-	-	-	(1.242)
Amortização	(34.159)	(1.693)	(7.834)	(5.987)	-	(49.673)
Saldos em 31.12.2018	**991.529**	**192.963**	**59.057**	**28.468**	**40.828**	**1.312.845**
Ingresso	-	-	20.940	-	-	20.940
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	16.977	-	-	-	16.977
Amortização	(34.303)	(2.876)	(10.798)	(6.016)	-	(53.993)
Saldos em 31.12.2019	**957.226**	**207.064**	**69.199**	**22.452**	**40.828**	**1.296.769**

c) Aquisição de direito do projeto NPW

A Companhia reconheceu R$ 16.977 de valor justo decorrente da aquisição, em 18.09.2019, do projeto relativo ao Conjunto Eólico CLWP – Fase III, por meio da NPW, em virtude da estratégia da Companhia de acréscimo de 110 MW médios em seu portfólio.

d) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização.

Em 31.12.2019 e 31.12.2018 não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados superiores aos seus valores de recuperação.

NOTA 16 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Energia elétrica comprada	79.403	399.497	119.384	207.553
Transações no mercado de curto prazo	1.864	1.351	5.056	712
Operações de *trading*	-	-	120.324	57.004
Combustíveis fósseis e biomassa	-	-	61.410	47.831
Encargos de uso da rede elétrica	32.040	30.580	55.184	49.436
Fornecedores de materiais e serviços	30.195	33.577	139.238	72.590
Fornecedores de imobilizado e intangível[16]	5.859	1.729	264.424	153.345
	149.361	**466.734**	**765.020**	**588.471**

[16] Em 31.12.2019 estão contemplados no saldo de fornecedores de imobilizado estimativas de desembolso futuro decorrentes da conclusão da construção da Usina Termelétrica Pampa Sul.

O prazo médio de pagamento da Companhia é de aproximadamente 30 dias e sobre os saldos não há incidência de juros.

NOTA 17 – GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) promover internamente a conscientização para o tratamento do risco; (ii) definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento; (iii) promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação; e (iv) classificar e definir os procedimentos de seu controle.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um destes fatores de risco:

a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, de índices de preços e de moedas e preços de energia nas operações de *trading*.

Esses riscos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco, exceto pelas operações de *trading* de energia, as quais estão descritas no item "a.4" abaixo.

Não houve qualquer mudança na exposição da Companhia aos riscos de mercado ou na administração e mensuração desses riscos no ano de 2019.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são estes:

a.1) Risco relacionado às dívidas com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros aplicadas aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, TLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor, exceto as operações de *trading*, possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária, caso das dívidas vinculadas ao CDI.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, parte da dívida contratada está vinculada à TJLP e TLP, a qual tende a ter sua flutuação acompanhando as flutuações das taxas de juros e efeitos inflacionários. Dessa forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP e TLP tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que, nos contratos assinados até 31.12.2018, o montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida, fator que mitiga o impacto imediato no fluxo de caixa da Companhia, em caso de aceleração da TJLP. A partir de 01.01.2019, a Companhia não celebrou qualquer contrato indexado à TJLP.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e o saldo dos passivos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Comitê Financeiro.

Em 31.12.2019, a Companhia não mantinha nenhum compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*.

Os ganhos (perdas) não realizados nas operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Posição ativa				
Hedge de valor justo sobre empréstimos e debêntures				
Ativo circulante	114.550	-	114.550	3.085
Ativo não circulante	311.577	247.878	311.577	256.464
	426.127	**247.878**	**426.127**	**259.549**
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações				
Ativo circulante	-	-	581	50
	-	**-**	**581**	**50**
Posição passiva				
Hedge de valor justo sobre empréstimos e debêntures				
Passivo circulante	(2.933)	(5.020)	(8.616)	(5.020)
Passivo não circulante	(76.932)	(32.579)	(91.169)	(32.579)
	(79.865)	**(37.599)**	**(99.785)**	**(37.599)**
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações				
Passivo circulante	-	-	(145)	(638)
	-	**-**	**(145)**	**(638)**
Posição líquida	**346.262**	**210.279**	**326.778**	**221.362**

Operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos e debêntures

A Companhia mantém contratadas operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras das instituições financeiras concedentes dos empréstimos em dólar norte-americano para a proteção dos fluxos de pagamentos futuros do principal e de juros, inclusive o imposto de renda incidente sobre eles, contra as oscilações cambiais. Adicionalmente, as controladas diretas Jaguara e Miranda, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros do principal e juros das debêntures da 1ª série, contra a variação da taxa DI, contrataram operações de *swap* com o Banco Itaú BBA.

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para o seu registro contábil. Dessa forma, tanto os empréstimos e debêntures objeto do *hedge* quanto o instrumento de *hedge* (*swap*) são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos em seus resultados da variação cambial sobre os empréstimos da ENGIE Brasil Energia e da variação do CDI sobre as debêntures de Jaguara e Miranda.

Em 31.12.2019, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos *swaps* avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[17]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora:							
HSBC France VI	US$ 100.000	10.2020	Semestrais	8,459% a.a.	329.798	12.286	342.084
Swap	R$ 325.080	10.2020	Semestrais	103,0% do CDI	(327.672)	683	(326.989)
Bank of Tokyo IV	US$ 100.000	04.2020	Semestrais	3,712% a.a.	408.324	(1.738)	406.586
Swap	R$ 341.010	04.2020	Semestrais	101,0% do CDI	(373.387)	219	(373.168)
BNP Paribas I	US$ 100.000	04.2020	Semestrais	3,684% a.a.	408.801	(2.702)	406.099
Swap	R$ 339.030	04.2020	Semestrais	102,0% do CDI	(342.695)	184	(342.511)
Bank of Tokyo III	US$ 100.000	04.2021	Semestrais	3,998% a.a.	408.547	5.162	413.709
Swap	R$ 341.010	04.2021	Semestrais	103,0% do CDI	(373.472)	938	(372.534)
Scotiabank II	US$ 100.000	04.2021	Semestrais	3,798% a.a.	408.177	2.847	411.024
Swap	R$ 342.000	04.2021	Semestrais	102,0% do CDI	(344.866)	749	(344.117)
Scotiabank I	US$ 200.000	11.2022	Semestrais	3,3710% a.a.	814.526	16.788	831.314
Swap	R$ 650.180	11.2022	Semestrais	IPCA + 5,2% a.a.	(708.151)	(467)	(708.618)
HSBC France	US$ 135.000	05.2022	Semestrais	7,3706% a.a.	538.217	(23.846)	514.371
Swap	R$ 533.520	05.2022	Semestrais	101,72% do CDI	(536.495)	538	(535.957)
Scotiabank III	US$ 100.000	05.2022	Semestrais	3,3600% a.a.	407.067	7.263	414.330
Swap	R$ 396.100	05.2022	Semestrais	101,75% do CDI	(398.310)	404	(397.906)
BNP Paribas II	US$ 50.000	05.2022	Semestrais	3,9515% a.a.	203.579	3.435	207.014
Swap	R$ 197.575	05.2022	Semestrais	101,85% do CDI	(198.678)	209	(198.469)
Subtotal					**323.310**	**22.952**	**346.262**
Controladas							
Jaguara							
Itaú BBA	R$ 483.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	368.376	2.939	371.315
Swap	R$ 483.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(380.666)	(2.950)	(383.616)
Miranda							
Itaú BBA	R$ 299.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	227.855	1.861	229.716
Swap	R$ 299.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(235.464)	(1.871)	(237.335)
Subtotal					**(19.899)**	**(21)**	**(19.920)**
Posição em 31.12.2019					**303.411**	**22.931**	**326.342**

[17] As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.

Mutação líquida das operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos e debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo em 31.12.2017, líquido	**3.933**	**14.274**	**18.207**	**3.933**	**14.274**	**18.207**
Juros	(65.370)	-	(65.370)	(64.737)	-	(64.737)
Variações cambiais	144	320.650	320.794	144	320.650	320.794
Ajuste a valor justo	-	(17.406)	(17.406)	2.452	(8.821)	(6.369)
Transferências	102.219	(102.219)	-	102.218	(102.218)	-
Amortização de principal	(84.140)	-	(84.140)	(84.140)	-	(84.140)
Amortização de juros	38.194	-	38.194	38.195	-	38.195
(Passivo) Ativo em 31.12.2018, líquido	**(5.020)**	**215.299**	**210.279**	**(1.935)**	**223.885**	**221.950**
Juros	(28.081)	(22.308)	(50.389)	(20.857)	(41.443)	(62.300)
Variações cambiais	38.281	86.325	124.606	38.281	86.325	124.606
Ajuste a valor justo	(280)	30.392	30.112	(2.736)	21.790	19.054
Transferências	75.063	(75.063)	-	70.149	(70.149)	-
Amortização de principal	-	-	-	4.905	-	4.905
Amortização de juros	31.654	-	31.654	18.127	-	18.127
Ativo em 31.12.2019, líquido	**111.617**	**234.645**	**346.262**	**105.934**	**220.408**	**326.342**

Segue abaixo a mutação do ajuste a valor justo apresentado nos quadros acima:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2017	**10.246**	**10.246**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(17.406)	(6.369)
Saldos em 31.12.2018	**(7.160)**	**3.877**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	30.112	19.054
Saldos em 31.12.2019	**22.952**	**22.931**

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

Em atendimento à Instrução CVM n° 475/08, e para fins de referência, está sendo apresentada a seguir uma análise de sensibilidade dos empréstimos, dos financiamentos, das debêntures, das concessões a pagar e do ativo financeiro de concessão expostos a riscos da variação de taxas de juros e índices flutuantes.

O cenário-base provável para o ano de 2020 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil).

			Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	Variação 2019	Cenário Provável 2020	Provável	Δ + 25% (*)	Δ + 50% (*)
TJLP	6,2%	5,6%	-0,6 p.p.	1,4 p.p.	2,8 p.p.
TLP	6,1%	5,6%	-0,5 p.p.	1,4 p.p.	2,8 p.p.
CDI	5,9%	4,5%	-1,4 p.p.	1,2 p.p.	2,3 p.p.
IPCA	4,3%	3,6%	-0,7 p.p.	0,9 p.p.	1,8 p.p.
IGP-M	7,3%	4,2%	-3,1 p.p.	1,1 p.p.	2,2 p.p.

(*) Variações sobre o cenário provável de 2020.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices do ano de 2019 e os previstos no cenário provável para 2020, e demonstram os eventuais impactos adicionais no resultado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e 50% sobre o cenário provável para 2020. As variações que poderão impactar o resultado, e, consequentemente, o patrimônio líquido consolidados de 2020, em comparação com o ano de 2019, caso tais cenários se materializem, são estas:

	Saldos em 31.12.2019	Sensibilidade		
		Provável	Δ + 25%	Δ + 50%
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
TJLP	3.446.892	20.195	(45.565)	(92.483)
TLP	1.231.362	8.878	(11.253)	(22.505)
CDI (Empréstimos com *swap* para o CDI)	3.115.217	24.591	(19.796)	(39.677)
IPCA (Empréstimo com *swap* para o IPCA)	831.314	26.138	(11.909)	(23.814)
IPCA	171.007	1.569	(637)	(1.273)
Debêntures				
IPCA	4.365.740	41.549	(41.369)	(82.736)
IPCA (Debêntures com *swap* para o IPCA)	601.031	12.034	(5.338)	(10.674)
CDI	977.233	20.826	(16.758)	(33.654)
Concessões a pagar				
IGP-M	2.625.719	78.441	(28.639)	(57.278)
IPCA	610.771	3.183	(5.538)	(11.076)
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	2.708.174	(18.935)	(23.616)	(47.232)
Total		**218.339**	**(210.418)**	**(422.402)**

a.4) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de *trading*

A partir de janeiro de 2018, a Companhia ingressou no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração, expondo a Companhia ao risco de preço desta *commodity*.

Posição patrimonial e ganhos não realizados em operações de *trading* de energia, líquidos

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das contratações em aberto na data do balanço.

Este valor justo é estimado, em grande parte, nas cotações de preço utilizadas no mercado ativo de balcão, na medida em que tais dados observáveis de mercado existam, e, em menor parte, pelo uso de técnicas de avaliação que consideram preços estabelecidos nas operações de compra e venda e preços de mercado projetados por entidades especializadas, no período de disponibilidade destas informações. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em 31.12.2019, foi de 7,1%.

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de *trading* em aberto estão abaixo apresentados.

	Consolidado					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	288.771	(258.305)	30.466	116.202	(98.047)	18.155
Não circulante	42.695	(20.644)	22.051	44.429	(19.395)	25.034
	331.466	**(278.949)**	**52.517**	**160.631**	**(117.442)**	**43.189**

A mutação dos saldos referente às transações de *trading* em aberto é a seguinte:

	Consolidado
Ganho líquido reconhecido no exercício	43.189
Saldos em 31.12.2018	**43.189**
Ganho reconhecido no exercício	23.489
Perda reconhecida no exercício	(14.161)
Saldos em 31.12.2019	**52.517**

Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia. Os cenários para análise de sensibilidade para este fator são elaborados utilizando dados de mercado e fontes especializadas.

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM n° 475/08, considerando a elevação de 25% e 50% nos preços futuros, aplicados sobre as curvas de mercado de 31.12.2019. Os resultados obtidos são estes:

	Consolidado		
	31.12.2020	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	52.517	1.546	3.093

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, a qual é inferior a três anos, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social e as reservas de lucros. A relação da dívida líquida pelo patrimônio líquido foi esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Dívida[18]	8.085.266	4.390.300	14.436.716	9.498.284
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(10.388)	(9.915)	(374.676)	(226.210)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.590.507)	(1.282.395)	(3.870.261)	(2.415.792)
Dívida líquida	**5.484.371**	**3.097.990**	**10.191.779**	**6.856.282**
Patrimônio líquido	**6.995.154**	**6.316.186**	**6.998.820**	**6.320.577**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**0,8**	**0,5**	**1,5**	**1,1**

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento bruto, calculado com base no Ebitda, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 3,5 vezes o Ebitda.

c) Risco de aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis às operações dessa natureza, relacionadas ao atingimento de indicadores de desempenho financeiro. Caso a Companhia não atenda a alguma destas cláusulas, as dívidas poderão ter seus respectivos vencimentos adiantados. Em 31.12.2019, a Companhia cumpriu todas as cláusulas restritivas de seus contratos (Nota 18 – Empréstimos e financiamentos e Nota 19 – Debêntures).

d) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

d.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os relativos ao mercado regulado (CCEAR), a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão a fiança bancária e o CDB caucionado. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, por meio de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

[18] Composta por empréstimos – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos e debêntures.

d.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais – na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas – e no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados – aquisições de CDB de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Eles devem atender a estes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2019, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos, em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

d.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A Política de Investimentos e Derivativos impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Conforme anteriormente mencionado, as principais operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram os *swaps* para proteção contra a variação cambial e do CDI dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano e das debêntures da 1ª série de Jaguara e Miranda com atualização pelos CDI, respectivamente.

e) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Comitê Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Comitê Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2019. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	149.361	-	-	-	149.361
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[19]	1.312.524	2.846.148	14.375	-	4.173.047
Debêntures	1.129.146	633.580	919.076	2.640.603	5.322.405
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	1.640	3.162	225	-	5.027
Concessões a pagar	145.317	419.581	858.903	4.901.911	6.325.712
	2.737.988	**3.902.471**	**1.792.579**	**7.542.514**	**15.975.552**

	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	765.020	-	-	-	765.020
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[19]	1.926.840	4.047.850	1.129.594	4.055.369	11.159.653
Debêntures[19]	1.419.679	1.234.970	1.510.377	3.289.104	7.454.130
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	1.993	3.162	225	-	5.380
Concessões a pagar	151.745	432.395	871.717	4.985.730	6.441.587
	4.265.277	**5.718.377**	**3.511.913**	**12.330.203**	**25.825.770**

O ativo financeiro de concessão das UHEs Jaguara e Miranda não possui risco de liquidez, uma vez que está relacionado à parcela de energia destinada ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, cujo pagamento é garantido pelo Poder Concedente.

f) Risco hidrológico

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita às variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do país.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que poderá afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE, que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas a ele.

Ainda com o objetivo de reduzir esse risco, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava vendida no ACR. Mais informações, vide Nota 8 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar.

[19] Líquidos dos efeitos do *hedge*.

Em 31.12.2019, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.417,7 MW médios. No acordo retro mencionado foram repactuados 1.344,5 MW médios, dos quais 1.243,7 MW médios, aproximadamente 92,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda destinada ao ACR – 377,4 MW médios – é garantida pelo Poder Concedente e também está blindada a esse risco, vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

A fim de reduzir a exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Assim, a comercialização é realizada à medida que o mercado revela maior propensão à compra. Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de déficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar maior volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Ativos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	2.588.307	1.281.439	3.779.368	2.357.499
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo	426.127	247.878	426.127	259.549
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	331.466	160.631
Custo amortizado				
Caixa e depósitos bancários à vista	2.200	956	90.893	58.293
Contas a receber de clientes	643.570	532.430	1.451.227	1.181.379
Depósitos vinculados	11.226	14.386	385.920	241.406
Combustível a reembolsar[20]	-	-	52.533	52.136
Ativo financeiro de concessão	-	-	2.708.174	2.595.110
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa	-	-	581	50
	3.671.430	**2.077.089**	**9.226.289**	**6.906.053**
Passivos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Empréstimos em moeda estrangeira	3.946.531	2.666.084	3.946.531	2.666.084
Debêntures	-	-	601.031	778.316
Perdas não realizadas em operações de *hedge* de valor justo[21]	79.865	37.599	99.785	37.599
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	278.949	117.442
Custo amortizado				
Fornecedores	149.361	466.734	765.020	588.471
Empréstimos em moeda nacional	199.583	317.361	4.872.523	3.643.344
Debêntures	4.285.414	1.617.134	5.342.973	2.632.490
Concessões a pagar	3.181.303	2.796.390	3.236.490	2.850.469
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos[21]	-	-	8.179	8.582
Combustível a pagar à CDE[21]	-	-	144.767	180.959
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				
Perdas não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa	-	-	145	638
	11.842.057	**7.901.302**	**19.296.393**	**13.504.394**

Os ativos e os passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado estão avaliados por meio de outros dados observáveis (Nível 2), exceto às aplicações financeiras, as quais estão avaliadas pelos preços cotados em mercado ativo (Nível 1).

h) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado, no ativo financeiro de concessão, nos empréstimos e financiamentos, nas debêntures e nas concessões a pagar. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

[20] Apresentado como parte da rubrica "Outros ativos circulantes".
[21] Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

	Controladora			
	31.12.2019		31.12.2018	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	199.583	211.229	317.361	331.658
Debêntures	4.285.414	4.343.955	1.617.134	1.649.870
Concessões a pagar	3.181.303	3.168.792	2.796.390	2.810.475
	7.666.300	**7.723.976**	**4.730.885**	**4.792.003**

	Consolidado			
	31.12.2019		31.12.2018	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	2.708.174	2.615.077	2.595.110	2.591.844
	2.708.174	**2.615.077**	**2.595.110**	**2.591.844**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	4.872.523	4.814.931	3.643.344	3.619.175
Debêntures	5.944.004	6.633.870	3.410.806	3.468.216
Concessões a pagar	3.236.490	3.226.023	2.850.469	2.866.718
	14.053.017	**14.674.824**	**9.904.619**	**9.954.109**

NOTA 18 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	60.774	47.125	107.899	91.481	107.253	198.734
Nordic Investment Bank (NIB)	28.634	57.285	85.919	27.723	83.186	110.909
Repasse BNDES (Bancos)	1.533	3.289	4.822	1.533	4.822	6.355
Encargos	943	-	943	1.363	-	1.363
	91.884	**107.699**	**199.583**	**122.100**	**195.261**	**317.361**
Mensurados ao valor justo						
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Scotiabank	-	1.646.598	1.646.598	-	1.147.237	1.147.237
Bank of Tokyo	337.823	411.087	748.910	-	775.322	775.322
BNP Paribas	468.617	207.656	676.273	-	387.123	387.123
HSBC	337.348	509.674	847.022	-	335.966	335.966
Encargos	27.728	-	27.728	20.436	-	20.436
	1.171.516	**2.775.015**	**3.946.531**	**20.436**	**2.645.648**	**2.666.084**
Empréstimos e financiamentos	**1.263.400**	**2.882.714**	**4.146.114**	**142.536**	**2.840.909**	**2.983.445**

Os saldos dos empréstimos e dos financiamentos na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, são estes:

	Controladora					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**1.263.400**	**2.882.714**	**4.146.114**	**142.536**	**2.840.909**	**2.983.445**
Efeitos do *hedge (swap)*						
Posição ativa	(114.550)	(311.577)	(426.127)	-	(247.878)	(247.878)
Posição passiva[22]	2.933	76.932	79.865	5.020	32.579	37.599
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**1.151.783**	**2.648.069**	**3.799.852**	**147.556**	**2.625.610**	**2.773.166**

	Consolidado					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	374.965	3.911.805	4.286.770	237.606	2.667.330	2.904.936
Repasse BNDES (Bancos)	19.003	353.335	372.338	37.677	374.959	412.636
Safra	-	-	-	115.497	-	115.497
Nordic Investment Bank (NIB)	28.634	57.285	85.919	27.723	83.186	110.909
BNB[23]	-	83.923	83.923	-	83.792	83.792
Outros	18.083	-	18.083	-	-	-
Encargos	25.490	-	25.490	15.574	-	15.574
	466.175	**4.406.348**	**4.872.523**	**434.077**	**3.209.267**	**3.643.344**
Mensurado ao valor justo						
Moeda estrangeira - com *hedge*						
Scotiabank	-	1.646.598	1.646.598	-	1.147.237	1.147.237
Bank of Tokyo	337.823	411.087	748.910	-	775.322	775.322
BNP	468.617	207.656	676.273	-	387.123	387.123
HSBC	337.348	509.674	847.022	-	335.966	335.966
Encargos	27.728	-	27.728	20.436	-	20.436
	1.171.516	**2.775.015**	**3.946.531**	**20.436**	**2.645.648**	**2.666.084**
Empréstimos e financiamentos	**1.637.691**	**7.181.363**	**8.819.054**	**454.513**	**5.854.915**	**6.309.428**

Os saldos dos empréstimos e dos financiamentos no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, são estes:

[22] A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".
[23] Banco do Nordeste do Brasil S.A.

	Consolidado					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**1.637.691**	**7.181.363**	**8.819.054**	**454.513**	**5.854.915**	**6.309.428**
Efeitos do *hedge (swap)*						
Posição ativa	(114.550)	(311.577)	(426.127)	-	(247.878)	(247.878)
Posição passiva[24]	2.933	76.932	79.865	5.020	32.579	37.599
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**1.526.074**	**6.946.718**	**8.472.792**	**459.533**	**5.639.616**	**6.099.149**

b) Mutação dos empréstimos e dos financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2017	**787.856**	**1.291.810**	**2.079.666**	**948.158**	**2.867.783**	**3.815.941**
Ingressos	7.980	692.268	700.248	135.589	2.261.461	2.397.050
Juros	116.166	-	116.166	70.183	-	70.183
Variações monetárias	1.653	4.524	6.177	1.438	18.149	19.587
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	219.892	-	219.892
Variações cambiais	144	320.650	320.794	144	320.650	320.794
Ajuste a valor justo	(2.645)	(13.507)	(16.152)	(2.645)	(13.507)	(16.152)
Transferências	(545.164)	545.164	-	(400.379)	400.379	-
Amortização de principal	(117.798)	-	(117.798)	(274.334)	-	(274.334)
Amortização de juros	(105.656)	-	(105.656)	(243.533)	-	(243.533)
Saldos em 31.12.2018	**142.536**	**2.840.909**	**2.983.445**	**454.513**	**5.854.915**	**6.309.428**
Ingressos	543	1.127.454	1.127.997	98.108	2.566.437	2.664.545
Juros	170.908	-	170.908	338.335	-	338.335
Variações monetárias	1.138	2.579	3.717	676	16.833	17.509
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	113.663	-	113.663
Variações cambiais	32.691	91.915	124.606	32.691	91.915	124.606
Ajuste a valor justo	7.829	15.838	23.667	7.829	15.838	23.667
Transferências	1.195.981	(1.195.981)	-	1.364.575	(1.364.575)	-
Amortização de principal	(147.822)	-	(147.822)	(459.381)	-	(459.381)
Amortização de juros	(140.404)	-	(140.404)	(313.318)	-	(313.318)
Saldos em 31.12.2019	**1.263.400**	**2.882.714**	**4.146.114**	**1.637.691**	**7.181.363**	**8.819.054**

c) Principais transações realizadas em 2019

c.1) Financiamentos em moeda nacional

- Liberação de recursos

Em 2019, o BNDES liberou os montantes de R$ 802, R$ 23.129, R$ 99.893 e R$ 164.749, líquidos dos custos de captação, referentes às parcelas dos financiamentos destinados à modernização da UHE Salto Santiago, à ampliação da UTE Ferrari e à construção da Usina Termelétrica Pampa Sul e do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, respectivamente.

[24] A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

- Contratação de novos financiamentos

Em outubro de 2019, a Companhia, por meio do Conjunto Eólico Umburanas, contratou financiamentos com o BNDES, no valor de R$ 1.260.182. Até 31.12.2019, foi liberada a totalidade dos recursos financiados (R$ 1.168.877 em novembro e R$ 61.817 em dezembro, líquidos dos custos de captação). Os recursos foram destinados ao financiamento da construção dos parques geradores.

c.2) Empréstimos em moeda estrangeira com *hedge*

A Companhia contratou em 17.05.2019 três empréstimos junto a instituições financeiras situadas no exterior, BNP Paribas, HSBC France e Scotiabank, no montante de US$ 50 milhões, US$ 135 milhões e US$ 100 milhões, equivalente a R$ 197.575, R$ 533.520 e R$ 396.100, respectivamente, e, concomitantemente, firmou operações de proteção (*swap*) com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira na qual o empréstimo foi contratado, com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros. Esses empréstimos foram tomados para formação de capital de giro e para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.

d) Composição dos empréstimos e financiamentos por indexadores e moeda

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2019	%	31.12.2018	%	31.12.2019	%	31.12.2018	%
Moeda nacional								
TJLP	108.250	2,6	199.365	6,7	3.446.892	39,1	3.321.430	52,6
TLP	-	-	-	-	1.231.362	14,0	-	-
IPCA	86.506	2,1	111.635	3,7	171.007	1,9	195.478	3,1
Não indexado	4.827	0,1	6.361	0,2	23.262	0,2	126.436	2,0
	199.583	**4,8**	**317.361**	**10,6**	**4.872.523**	**55,2**	**3.643.344**	**57,7**
Moeda estrangeira – com *hedge*								
Dólar – com *swap* para o CDI	3.115.217	75,1	1.897.507	63,6	3.115.217	35,4	1.897.507	30,1
Dólar – com *swap* para o IPCA	831.314	20,1	768.577	25,8	831.314	9,4	768.577	12,2
	3.946.531	**95,2**	**2.666.084**	**89,4**	**3.946.531**	**44,8**	**2.666.084**	**42,3**
Empréstimos e financiamentos	**4.146.114**	**100,0**	**2.983.445**	**100,0**	**8.819.054**	**100,0**	**6.309.428**	**100,0**

e) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2019	2018
TJLP	6,2%	6,7%
TLP	6,1%	6,8%
CDI	5,9%	6,5%
IPCA	4,3%	3,7%
Dólar norte-americano	4,0%	17,1%

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2021	847.700	1.171.697
2022	2.020.932	2.341.472
2023	14.082	336.960
2024	-	326.177
2025	-	326.169
2026 a 2030	-	1.481.099
2031 a 2035	-	943.349
2036 a 2038	-	254.440
Empréstimos e financiamentos	**2.882.714**	**7.181.363**

g) Condições das principais dívidas contratadas

Empresas / Bancos	Juros	Condições de pagamento		Saldos em 31.12.2019
		Vencimento	Principal e juros	
Controladora:				
Moeda nacional				
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. [a]	07.2020	Mensais	44.281
NIB	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	86.506
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	63.969
Repasse BNDES (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	4.827
Moeda estrangeira (dólar)				
HSBC France (USA VI)	8,459% a.a. com *swap* para 103% do CDI	10.2020	Principal: 10.2020 Juros: Semestrais	342.084
Bank of Tokyo IV	3,712% a.a. com *swap* para 101% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais a partir de 04.2019	406.586
BNP Paribas I	3,684% a.a. com *swap* para 102% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais a partir de 10.2018	406.099
Bank of Tokyo III	3,998% a.a. com *swap* para 103% do CDI	04.2021	Principal: 04.2021 Juros: Semestrais a partir de 04.2019	413.709
Scotiabank II	3,798% a.a. com *swap* para 102% do CDI	04.2021	Principal: 04.2021 Juros: Semestrais a partir de 10.2018	411.024
Scotiabank I	3,3710% a.a. com *swap* para IPCA + 5,2% a.a.	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	831.314
HSBC France	7,3706% a.a. com *swap* para 101,72% do CDI	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	514.371
Scotiabank III	3,3600% a.a. com *swap* para 101,75% do CDI	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	414.330
BNP Paribas II	3,9515% a.a. com *swap* para 101,85% do CDI	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	207.014
Controladas:				
Companhia Energética Estreito				
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. [a]	09.2029	Mensais	539.952
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 2,95% a.a. [a]	09.2029	Mensais	366.604
Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	352
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. [a]	01.2021	Mensais	4.047
Ferrari				
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. [a]	06.2021	Mensais	6.594
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [a]	07.2032	Mensais	58.551
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,40% a.a. [a]	06.2021	Mensais	2.878
Conjunto Eólico Trairí [c]				
BNDES – Crédito Social	TJLP	07.2029	Mensais	1.187
BNDES	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais	228.792
BNDES	TJLP + 2,18% [a]	05.2033	Mensais	284.229
Assú V				
BNB	IPCA + 1,7624% a.a.	07.2038	Principal: Mensais a partir de 08.2023 Juros: Trimestrais até 07.2023; Mensais a partir de 08.2023.	84.501
Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I				
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. [a]	06.2035	Mensais, a partir de julho de 2019	486.018
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. [a]	06.2035	Mensais, a partir de julho de 2019	566.074
Pampa Sul				
BNDES	TJLP + 3,09% a.a. [a]	01.2036	Mensais, a partir de fevereiro de 2020	793.716
Conjunto Eólico Umburanas				
BNDES	TLP + 3,91% a.a.	12.2038	Mensais, a partir de dezembro de 2019	1.231.362

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
[b] Os bancos são estes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.
[c] Financiamento do Conjunto Eólico Trairí, composto pelas empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I, Santa Mônica, Cacimbas, Estrela e Ouro Verde.

h) Garantias

As garantias estão descritas a seguir, com exceção dos empréstimos em moeda estrangeira que não as possuem.

h.1) BNDES e Repasse BNDES (Bancos)

- **Financiamento de empreendimentos hidrelétricos**: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e de venda de energia elétrica; (c) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (d) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, no contrato com a CEE, há a garantia do penhor dos dividendos a serem pagos pela ENGIE Brasil Energia à sua controladora, ENGIE Participações.

- **Modernização**: cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

- **Financiamento de empreendimento termelétrico**: (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão dos direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e de venda de energia elétrica; (c) penhor da totalidade das ações; (d) penhor de máquinas e equipamentos relativos ao projeto; (e) hipoteca dos terrenos urbanos de sua propriedade destinada à implantação do projeto; (f) A conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (g) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção.

- **Financiamento destinado à Usina Hidrelétrica São Salvador**: fiança bancária.

- **Financiamento de Projetos de Biomassa e Eólicos**: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia.

h.2) Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

- **Financiamento de empreendimento solar fotovoltaico:** (a) penhor de direitos e créditos emergentes da concessão e de direitos creditórios dos contratos de compra e de venda de energia elétrica; (b) constituição de Conta Reserva de Operação e Manutenção, em valor equivalente a 25% do valor anual das despesas com O&M; (c) Cessão Fiduciária de Conta-Reserva; (d) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento; (e) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (f) fiança corporativa da ENGIE Energias Complementares Participações Ltda.; e (g) Contrato de Suporte de Acionistas celebrado com a ENGIE Energias Complementares Participações Ltda.

h.3) Nordic Investment Bank (NIB)

- **Financiamento de Projetos Eólicos:** a Companhia tem contratado uma garantia em dólar, no montante equivalente a R$ 85.691, com vencimento em 2020. Tal obrigação de entrega de garantia iniciou em fevereiro de 2018, momento em que a Fitch Rating rebaixou o *rating* soberano do Brasil, impactando assim o *rating* de longo prazo em moeda estrangeira da Companhia. Esse empréstimo junto ao NIB foi contraído em dezembro de 2012 com a finalidade de executar a construção do Conjunto Eólico Trairí.

i) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2019
Controladora:		
Nordic Investment Bank	(i) Controladora: Dívida total/Ebitda ≤ 3,5 (ii) Consolidado: Dívida total/Ebitda ≤ 4,5 (iii) Controladora e Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0	(i) 2,09 (ii) 2,8 (iii) 3,87 e 3,81
BNDES – Modernização	Controladora: Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5	1,42
HSBC France, Scotiabank, Bank of Tokyo e BNP Paribas	(i) Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 3,81 (ii) 2,8
Controladas:		
BNDES e Repasse BNDES (Bancos)	Índice de cobertura do serviço da dívida[25] ≥ 1,1 ou ≥ 1,2 ou ≥ 1,3 dependendo da controlada	Entre 1,24 e 2,11
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interveniente)	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5	2,05
BNDES – CEE (Obrigação da Interveniente)	Dívida bruta/Ebitda ≤ 3,5	2,05
BNDES – Ibitiúva	(i) Índice de cobertura do serviço da dívida[25] ≥ 1,3 (ii) Índice de endividamento geral ≤ 0,80	(i) 2,02 (ii) 0,24

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas. Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos.

NOTA 19 – DEBÊNTURES

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
EBE – 5ª emissão	-	214.994	214.994	-	206.871	206.871
EBE – 6ª emissão	-	665.444	665.444	-	639.256	639.256
EBE – 7ª emissão	-	765.013	765.013	-	734.125	734.125
EBE – 8ª emissão	956.829	-	956.829	-	-	-
EBE – 9ª emissão	-	1.597.535	1.597.535	-	-	-
Encargos	61.348	24.251	85.599	36.882	-	36.882
Debêntures	**1.018.177**	**3.267.237**	**4.285.414**	**36.882**	**1.580.252**	**1.617.134**

[25] Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

	Consolidado					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Debêntures						
EBE – 5ª emissão	-	214.994	214.994	-	206.871	206.871
EBE – 6ª emissão	-	665.444	665.444	-	639.256	639.256
EBE – 7ª emissão	-	765.013	765.013	-	734.125	734.125
EBE – 8ª emissão	956.829	-	956.829	-	-	-
EBE – 9ª emissão	-	1.597.535	1.597.535	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	114.710	911.652	1.026.362	104.599	1.004.860	1.109.459
Miranda – 1ª emissão	67.779	560.646	628.425	64.700	615.325	680.025
Encargos	65.151	24.251	89.402	41.070	-	41.070
Debêntures	**1.204.469**	**4.739.535**	**5.944.004**	**210.369**	**3.200.437**	**3.410.806**
Efeitos do *hedge* (*swap*)						
Posição ativa	-	-	-	(3.085)	(8.586)	(11.671)
Posição passiva[26]	5.683	14.237	19.920	-	-	-
Debêntures, líquidos dos efeitos do *hedge*	**1.210.152**	**4.753.772**	**5.963.924**	**207.284**	**3.191.851**	**3.399.135**

b) Mutação das debêntures e notas promissórias

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2017	**17.849**	**812.715**	**830.564**	**2.127.760**	**812.715**	**2.940.475**
Emissão de debêntures	-	727.621	727.621	86.621	2.399.619	2.486.240
Juros	73.414	-	73.414	175.046	-	175.046
Variações monetárias	1.192	37.162	38.354	1.326	25.936	27.262
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	46.958	27.447	74.405
Ajuste a valor justo	-	-	-	2.534	8.871	11.405
Transferências	(2.754)	2.754	-	74.151	(74.151)	-
Amortização de principal[27]	-	-	-	(2.100.000)	-	(2.100.000)
Amortização de juros	(52.819)	-	(52.819)	(204.027)	-	(204.027)
Saldos em 31.12.2018	**36.882**	**1.580.252**	**1.617.134**	**210.369**	**3.200.437**	**3.410.806**
Emissão de debêntures	-	4.064.987	4.064.987	-	4.064.987	4.064.987
Juros	166.414	24.035	190.449	265.976	24.035	290.011
Variações monetárias	1.907	78.966	80.873	2.661	100.871	103.532
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	21.188	17.080	38.268
Ajuste a valor justo	-	-	-	(8.438)	1.834	(6.604)
Transferências	2.481.003	(2.481.003)	-	2.669.709	(2.669.709)	-
Amortização de principal	(1.535.006)	-	(1.535.006)	(1.708.707)	-	(1.708.707)
Amortização de juros	(133.023)	-	(133.023)	(248.289)	-	(248.289)
Saldos em 31.12.2019	**1.018.177**	**3.267.237**	**4.285.414**	**1.204.469**	**4.739.535**	**5.944.004**

[26] A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

[27] O valor é referente ao pagamento de notas promissórias das controladas Jaguara e Miranda.

c) Principais transações realizadas em 2019

c.1) 8ª emissão de debêntures

Em 17.05.2019, ocorreu a emissão de debêntures simples (8ª emissão), não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, nos termos da Instrução CVM n° 476/2009, com valor nominal unitário de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 2.500.000 (R$ 2.486.626, líquidos dos custos de captação). A liquidação financeira se deu em 21.05.2019. Em 09.08.2019 houve o pagamento antecipado de parte destas debêntures, no montante de R$ 1.570.930, sendo R$ 1.535.006 referente ao valor de principal.

c.2) 9ª emissão de debêntures

Em 15.07.2019, ocorreu a emissão de debêntures simples (9ª emissão), não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública da Companhia, nos termos da Instrução CVM n° 400, de 29.12.2003, com valor nominal unitário de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 1.600.000 (R$ 1.578.361, líquidos dos custos de captação). A liquidação financeira se deu em 07.08.2019.

d) Composição das debêntures por indexadores

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2019	%	31.12.2018	%	31.12.2019	%	31.12.2018	%
IPCA	3.308.181	77,2	1.617.134	100,0	4.365.740	73,4	2.632.490	77,2
CDI	977.233	22,8	-	-	977.233	16,4	-	-
CDI – com *swap* para o IPCA	-	-	-	-	601.031	10,2	778.316	22,8
Debêntures	**4.285.414**	**100,0**	**1.617.134**	**100,0**	**5.944.004**	**100,0**	**3.410.806**	**100,0**

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2021	85.206	386.042
2022	157.297	458.116
2023	156.810	435.161
2024	467.301	615.373
2025	877.439	1.025.511
2026 a 2034	1.523.184	1.819.332
Debêntures	**3.267.237**	**4.739.535**

f) Principais condições contratadas

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Garantia	Saldos em 31.12.2019
Controladora:							
5ª Emissão – Série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	12.2024	Sem garantia	215.519
6ª Emissão – Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	07.2023	Sem garantia	282.061
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	Sem garantia	402.974
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	Sem garantia	542.481
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	Sem garantia	243.360
8 ª Emissão – Série Única	2.500.000	102,05% do CDI	11.2020	11.2020	11.2020	Sem garantia	977.233
9 ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	Sem garantia	583.884
9 ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	Sem garantia	547.301
9 ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	Sem garantia	383.797
9 ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	Sem garantia	106.804
Controladas:							
Jaguara							
1ª Emissão - Série 1	483.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	Garantia real	371.315
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	Garantia real	657.406
Miranda							
1ª Emissão - Série 1	299.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	Garantia real	229.716
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	Garantia real	400.153

g) Compromissos financeiros contratuais (*covenants*)

	Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2019
Controladora	5ª, 6ª, 7ª, 8ª e 9ª emissões	(i)Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii)Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5	(i) 3,81 (ii) 2,8
Controladas	1ª Emissão	Individual: ICSD[28] ≥ 1,10	Entre 2,24 e 2,47

Os compromissos financeiros estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia e suas controladas.

NOTA 20 – OPERAÇÕES DE ARRENDAMENTO

Em 01.01.2019, a Companhia reconheceu ativo de direito de uso e passivo de arrendamentos a pagar em decorrência da adoção das alterações do CPC 06 (R2), conforme mencionado na Nota 2 – Apresentação das demonstrações contábeis.

a) Direito de uso de arrendamentos

		31.12.2019					
		Controladora			Consolidado		
	Período de depreciação	Custo	Depreciação	Valor líquido	Custo	Depreciação	Valor líquido
Prédios							
Sede - EBE	Até 2025	33.145	(4.910)	28.235	33.145	(4.910)	28.235
Sede - EGSD	Até 2025	-	-	-	1.759	(182)	1.577
Terrenos							
Conjuntos Eólicos CLWP - Fase I e II	Até 2063	-	-	-	51.664	(1.148)	50.516
Conjunto Eólico Trairí	Até 2047	-	-	-	27.480	(1.421)	26.059
Conjunto Eólico Santo Agostinho	Até 2040	-	-	-	2.777	(129)	2.648
Conjunto Eólico Umburanas	Até 2057	-	-	-	47.906	(106)	47.800
Assú	Até 2043	-	-	-	4.739	(194)	4.545
Outros		60	(14)	46	623	(137)	486
		33.205	**(4.924)**	**28.281**	**170.093**	**(8.227)**	**161.866**

A mutação do direito de uso de arrendamentos está apresentada a seguir:

	Controladora	Consolidado
Adoção inicial	33.145	119.805
Ingresso	60	50.288
Depreciação	(4.924)	(8.227)
Saldos em 31.12.2019	**28.281**	**161.866**

O direito de uso de arrendamentos foi mensurado considerando o custo do passivo de arrendamento acrescido dos adiantamentos de arrendamentos efetuados até a data de adoção do CPC 06 (R2), os quais totalizavam R$ 11.306 e R$ 30.618, na controladora e no consolidado, respectivamente.

[28] Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.

b) Arrendamentos a pagar

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Adoção inicial	6.208	15.631	21.839	14.240	74.947	89.187
Ingresso	11	49	60	6.312	43.976	50.288
Juros	2.701	-	2.701	11.575	-	11.575
Transferências	3.827	(3.827)	-	4.440	(4.440)	-
Amortizações	(6.525)	-	(6.525)	(16.743)	-	(16.743)
Saldos em 31.12.2019	**6.222**	**11.853**	**18.075**	**19.824**	**114.483**	**134.307**

Os arrendamentos a pagar foram mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros. As taxas de desconto médias utilizadas para cálculo do valor presente foram de 8,2% e 10,2% para o prédio da sede administrativa e para os terrenos onde estão ou serão construídos os parques eólicos e solares fotovoltaicos, respectivamente, e representam a taxa incremental de financiamento.

c) PIS e Cofins a recuperar

Os contratos de aluguel da Sede – EBE e de arrendamentos dos terrenos dos Conjuntos Eólicos CLWP - Fase I e II e Umburanas são passíveis de recuperação de PIS e Cofins e, portanto, possuem direito potencial de PIS e Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos, conforme os períodos previstos para pagamento nos quais é previsto o regime de tributação Real para estas empresas. Os montantes potenciais de PIS e Cofins a recuperar referentes aos valores não descontados e ao saldo de passivo de arrendamento para a controladora é de R$ 1.441 e R$ 1.096, respectivamente. Em termos consolidados, os valores de PIS e Cofins incidentes sobre os montantes não descontados e o saldo de passivo de arrendamento são de R$ 3.198 e R$ 2.530, respectivamente.

O reconhecimento do PIS e Cofins a recuperar foi registrado em contrapartida às rubricas de despesa de depreciação do direito de uso de arrendamentos e de despesa de juros do passivo de arrendamento, no resultado do período. O quadro abaixo tem como finalidade a conciliação dos valores reconhecidos nestes itens:

	Controladora		Consolidado	
	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação
Valores brutos	2.701	4.924	11.575	8.227
PIS e Cofins creditados	(124)	(416)	(293)	(451)
Valores líquidos no resultado	**2.577**	**4.508**	**11.282**	**7.776**

d) Vencimentos dos arrendamentos a pagar apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento
2021	5.081	(784)	**4.297**	16.773	(2.734)	**14.039**
2022	5.197	(1.255)	**3.942**	17.093	(4.324)	**12.769**
2023	5.301	(1.687)	**3.614**	17.385	(5.771)	**11.614**
2024	-	-	**-**	14.794	(7.088)	**7.706**
2025	-	-	**-**	14.629	(7.642)	**6.987**
2026 a 2030	-	-	**-**	62.467	(39.224)	**23.243**
2031 a 2035	-	-	**-**	62.890	(47.733)	**15.157**
2036 em diante	-	-	**-**	269.620	(246.652)	**22.968**
Arrendamentos a pagar	**15.579**	**(3.726)**	**11.853**	**475.651**	**(361.168)**	**114.483**

e) Pagamentos de arrendamentos de aluguéis variáveis, ativos de baixo valor individual e de curto prazo

No período de doze meses findo em 31.12.2019, a Companhia reconheceu o montante de R$ 1.944 e R$ 11.285, na controladora e no consolidado, respectivamente, referente a custos e despesas relacionadas ao pagamento de aluguéis variáveis e de curto prazo e ativos de baixo valor individual, conforme isenção prevista pelo CPC 06 (R2).

f) Análise do impacto da inflação nos contratos de arrendamento

A Companhia, em conformidade com o CPC 06 (R2), na mensuração e na remensuração de seu passivo de arrendamento e do direito de uso de arrendamentos, procedeu ao uso da técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar inflação projetada nos fluxos a serem descontados, haja vista vedação imposta pela norma contábil.

Desta maneira, para atender orientações das áreas técnicas da CVM são apresentados os saldos comparativos do passivo de arrendamento, do direito de uso de arrendamentos, da despesa financeira e da despesa de depreciação do período de 2019.

	Controladora	Consolidado
Passivo leasing saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	18.075	134.307
Com efeito da inflação	22.469	199.696
	24,31%	**48,69%**
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	28.281	161.866
Com efeito da inflação	31.901	223.082
	12,80%	**37,82%**
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	2.701	11.575
Com efeito da inflação	2.803	14.456
	3,78%	**24,89%**
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	4.924	8.227
Com efeito da inflação	5.548	10.015
	12,67%	**21,73%**

NOTA 21 – CONCESSÕES A PAGAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	**31.12.2018**	**31.12.2019**	**31.12.2018**
Usina Hidrelétrica Cana Brava	1.440.918	1.226.969	1.440.918	1.226.969
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.184.801	1.023.647	1.184.801	1.023.647
Usina Hidrelétrica São Salvador	555.584	545.774	555.584	545.774
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	55.187	54.079
	3.181.303	**2.796.390**	**3.236.490**	**2.850.469**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	139.008	79.051	145.136	84.931
Passivo não circulante	3.042.295	2.717.339	3.091.354	2.765.538
	3.181.303	**2.796.390**	**3.236.490**	**2.850.469**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de Utilização do Bem Público (UBP) para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito – 10% a.a. e Ponte de Pedra – 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) (Cana Brava e Ponte de Pedra) e do IPCA (Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, como segue:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 31.07.2023	680	2.437	3.419	12.408
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	313.589	3.135.895
		615.237		**3.148.303**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
De 01.01.2020 a 30.11.2020	14.850	14.850	65.090	65.090
De 01.12.2020 a 30.11.2034	31.109	450.381	140.568	1.967.958
		465.231		**2.033.048**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**348.333**	65.094	**1.144.361**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.01.2038	1.960	**35.447**	6.429	**115.875**

c) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31.12.2017	**61.367**	**2.385.027**	**2.446.394**	**67.051**	**2.432.348**	**2.499.399**
Juros	-	237.075	237.075	-	242.225	242.225
Variações monetárias	-	177.650	177.650	-	179.730	179.730
Transferências	82.413	(82.413)	-	88.765	(88.765)	-
Amortizações	(64.729)	-	(64.729)	(70.885)	-	(70.885)
Saldos em 31.12.2018	**79.051**	**2.717.339**	**2.796.390**	**84.931**	**2.765.538**	**2.850.469**
Juros	-	267.096	267.096	-	272.339	272.339
Variações monetárias	-	191.173	191.173	-	193.437	193.437
Transferências	133.313	(133.313)	-	139.960	(139.960)	-
Amortizações	(73.356)	-	(73.356)	(79.755)	-	(79.755)
Saldos em 31.12.2019	**139.008**	**3.042.295**	**3.181.303**	**145.136**	**3.091.354**	**3.236.490**

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2021	184.153	189.704
2022	169.208	174.254
2023	245.142	249.730
2024	344.020	348.189
2025	314.153	317.944
2026 a 2030	1.206.344	1.220.710
2031 a 2035	560.410	569.327
2036 a 2038	18.865	21.496
Concessões a pagar	**3.042.295**	**3.091.354**

NOTA 22 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Imposto de renda	52.058	58.992	141.268	80.620
Contribuição social	730	397	35.144	21.434
	52.788	**59.389**	**176.412**	**102.054**
(-) Tributos a compensar	-	-	(17)	(21)
	52.788	**59.389**	**176.395**	**102.033**

Em 31.12.2019, a Companhia apresenta o montante de R$ 120.317 e R$ 166.833 (R$ 88.854 e R$ 98.978 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a imposto de renda e contribuição social a recuperar, cuja expectativa é de que a recuperação ocorra em 2020.

NOTA 23 – OUTRAS OBRIGAÇÕES FISCAIS E REGULATÓRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
PIS e Cofins	23.943	25.893	38.177	43.628
INSS	643	1.714	4.978	4.843
ICMS	1.731	423	28.065	21.567
ISSQN	651	543	3.653	2.812
Royalties	19.206	22.240	26.515	28.973
Taxa de fiscalização	1.122	936	1.907	1.600
Outros	2.208	2.912	3.133	3.170
	49.504	**54.661**	**106.428**	**106.593**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(1.468)	(845)	(1.573)	(2.183)
	48.036	**53.816**	**104.855**	**104.410**

NOTA 24 – OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Provisão para participação nos resultados e bônus	54.871	61.304	71.914	66.621
Provisão para férias	24.454	24.596	27.631	27.210
Salários e encargos sociais a pagar	4.421	4.892	6.263	5.544
Provisão para gastos com demissão voluntária	197	197	197	197
	83.943	**90.989**	**106.005**	**99.572**

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados – aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial – aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

NOTA 25 – PROVISÕES

As provisões são reconhecidas pela Companhia por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos quando, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	46.062	42.207	48.565	44.422
Ambientais	12.476	11.655	12.476	11.655
Benefícios de aposentadoria	2.995	2.803	2.995	2.803
Ações diversas	12.922	12.160	23.054	17.307
	74.455	**68.825**	**87.090**	**76.187**
Fiscais	**6.767**	**7.070**	**7.100**	**7.400**
Trabalhistas	**14.979**	**13.622**	**15.376**	**14.273**
Desmobilização de ativos de geração	**-**	**-**	**187.314**	**-**
	96.201	**89.517**	**296.880**	**97.860**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	7.537	7.880	8.579	8.883
Passivo não circulante	88.664	81.637	288.301	88.977
	96.201	**89.517**	**296.880**	**97.860**

a.1) Desapropriações e servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas em face de pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas necessárias à formação dos reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão dos empreendimentos.

a.2) Desmobilização de ativos de geração

Compreendem o valor presente dos custos estimados relativos à desmobilização dos ativos de geração. Mais informações vide Nota 14 – Imobilizado.

b) Mutação das provisões

	Controladora				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2017	**63.324**	**6.812**	**10.860**	**1.000**	**81.996**
Adições	-	-	3.410	-	3.410
Atualizações	5.510	258	1.342	-	7.110
Pagamentos	(9)	-	(22)	-	(31)
Reversões por revisão	-	-	(1.968)	(1.000)	(2.968)
Saldos em 31.12.2018	**68.825**	**7.070**	**13.622**	**-**	**89.517**
Adições	507	56	400	-	963
Atualizações	5.127	219	1.296	-	6.642
Pagamentos	(4)	(578)	-	-	(582)
Reversões por revisão	-	-	(339)	-	(339)
Saldos em 31.12.2019	**74.455**	**6.767**	**14.979**	**-**	**96.201**

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2017	**70.115**	**7.137**	**11.122**	**1.000**	**89.374**
Adições	431	3	3.813	-	4.247
Atualizações	6.250	260	1.343	-	7.853
Pagamentos	(429)	-	(37)	-	(466)
Reversões por revisão	(180)	-	(1.968)	(1.000)	(3.148)
Saldos em 31.12.2018	**76.187**	**7.400**	**14.273**	**-**	**97.860**
Adições	5.338	57	420	187.314	193.129
Atualizações	5.569	221	1.296	-	7.086
Pagamentos	(4)	(578)	(274)	-	(856)
Reversões por revisão	-	-	(339)	-	(339)
Saldos em 31.12.2019	**87.090**	**7.100**	**15.376**	**187.314**	**296.880**

c) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que, na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração, não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

	31.12.2019			31.12.2018		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Controladora						
Fiscais e previdenciários	767.016	255.863	1.022.879	778.965	237.990	1.016.955
Cíveis	83.956	91.294	175.250	77.891	152.316	230.207
Trabalhistas	15.165	136.031	151.196	13.892	138.831	152.723
	866.137	**483.188**	**1.349.325**	**870.748**	**529.137**	**1.399.885**
Consolidado						
Fiscais e previdenciários	847.990	269.914	1.117.904	856.780	260.570	1.117.350
Cíveis	98.903	91.429	190.332	93.329	152.458	245.787
Trabalhistas	16.323	146.266	162.589	16.774	157.278	174.052
	963.216	**507.609**	**1.470.825**	**966.883**	**570.306**	**1.537.189**

c.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- Recuperação do PIS e da Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei n° 9.718, ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins.

O principal valor computado na base de cálculo do PIS e da Cofins, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", na qual era contabilizado o reembolso dos combustíveis fósseis para geração de energia termelétrica adquiridos com recursos da CCC. Em 2006, a Aneel procedeu à alteração do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) para refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita.

Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005.

Em 2009, a Receita Federal do Brasil (RFB) intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 135.982 referente ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, já incluídos os juros e as multas, alegando que a Subvenção CCC representa faturamento, sendo obrigatória a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado e que, portanto, era indevida a compensação efetuada. A Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade em 31.03.2009, que em 30.04.2014, a RFB, por meio de acórdão emitido pela Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis reconheceu o direito creditório discutido nos autos e as compensações foram homologadas em sua integralidade, resultando na extinção dos débitos.

No que se refere ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, que correspondem a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A Companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos, as quais foram julgadas pelas respectivas delegacias de julgamento em desfavor da Companhia, que, por sua vez interpôs recurso voluntário contra essas decisões.

Dos 44 processos que foram remetidos ao Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF), apenas um processo foi julgado favorável à Companhia, por unanimidade de votos, que anulou o Despacho Decisório, no valor de R$ 117. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 já foram julgados, no valor de R$ 7.570, com decisão desfavorável à Companhia. Após essa decisão, a Administração da ENGIE Brasil Energia ingressou com pedido de análise de Recurso Especial na CSRF, os quais também foram negados. Diante do fato alterou-se a classificação de risco dos processos para risco possível.

Em decorrência do não seguimento dos Recursos Especiais, em última e definitiva instância administrativa, a Companhia ingressou, em 18.11.2015, com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional, com referência aos 11 créditos tributários constituídos pela RFB, em virtude da não homologação de compensação de valores pagos a maior a título do PIS e da Cofins.

Os processos pendentes de julgamento na esfera administrativa e judicial totalizam, em 31.12.2019, R$ 138.990 (R$ 135.469 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado.

- Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS)

Refere-se à autuação da Companhia e sua controlada direta EBC pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (FESP), sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao do fato gerador. Pelo entendimento do Fisco, essa prática posterga em 1 mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual ele está conectado, até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento. Portanto, somente após a medição é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Assim, o procedimento adotado pela Companhia e pela EBC estaria de acordo com a prática usual do setor elétrico nacional, não merecendo prosperar o entendimento do Fisco do Estado de São Paulo.

Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a Administração e seus consultores jurídicos entendem que a totalidade dos lançamentos dos débitos pelo Fisco está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a possibilidade de ganho supera o risco de perda. Os autos de infração foram contestados judicialmente pela Companhia juntamente com seus advogados, por meio de Mandados de Segurança e Ações Anulatórias. Concomitantemente, a FESP ajuizou Execuções Fiscais relativas aos mesmos autos de infração.

Em 2018, transitaram em julgado uma Execução Fiscal em face da EBC e dois Mandados de Segurança impetrados pela EBC, com decisões favoráveis aos interesses da Companhia. A exceção de pré-executividade foi acolhida, extinguindo a execução sob alegação de a exigibilidade do crédito tributário estar suspensa quando da distribuição, além de permitir a expedição de Certidão Positiva de Débitos com Efeito de Negativa (CPD-EN) e suspender a inscrição no Cadastro Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN). Em decorrência disso, em 2019 houve a baixa do passivo da controlada no montante de R$ 8.955.

Em 2019, a Ação Anulatória ajuizada pela EBE em face da FESP transitou em julgado com sentença garantindo o cancelamento dos autos de infração. Na sequência, sobrevieram as decisões cancelando as respectivas Execuções Fiscais, restando pendente discussão da sucumbência em fase recursal.

O montante atualizado desses autos, avaliado como de risco de perda possível, em 31.12.2019, é de R$ 2.886 (R$ 16.526 em 31.12.2018), na controladora, e de R$ 69.147 (R$ 93.481 em 31.12.2018), no consolidado.

- Denúncia espontânea

O dispositivo de "denúncia espontânea" permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Uma vez que a RFB aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

Em 18.05.2012, na esfera administrativa, a RFB cientificou a ENGIE Brasil Energia de Acórdão proferido pelo CARF, conferindo decisão favorável à Companhia por unanimidade de votos e, judicialmente, também obteve decisão favorável em um processo, cujo montante era R$ 140. No entanto, em 2015, três processos administrativos, no valor de R$ 13.187, tiveram decisões desfavoráveis à Companhia que, por estarem esgotados quaisquer recursos nessa esfera, ingressou, em dezembro de 2015, com ações judiciais, ainda pendentes de julgamento.

O montante dos processos, administrativos e judiciais, atualizados em 31.12.2019, é R$ 51.255 (R$ 63.239 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado.

- Compensação de base negativa na sucessão e dispensa de multa em denúncia espontânea

A Companhia utilizou base negativa de CSLL proveniente de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária no ano de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida Medida Provisória (MP), quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los.

Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração que faz referência à utilização de base negativa da CSLL no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação.

O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora. O montante atualizado dessa autuação, cujo risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2019 é de R$ 28.967 (R$ 28.236 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado.

- Utilização do Prejuízo Fiscal do Imposto de Renda e da Base Negativa da Contribuição Social, acima do limite de 30% na base de cálculo, na Incorporação da Companhia Energética São Salvador (CESS)

Em 27.10.2017, a Companhia foi autuada em processo relativo à utilização, acima do limite de 30%, do prejuízo fiscal do imposto de renda e da base negativa da contribuição social, acumulados do ano calendário de 2013, no processo de incorporação da CESS.

O Fisco Federal lavrou os autos de infração, por considerar que a EBE é responsável por sucessão, conforme previsto no art. 207, III e 209 do Regulamento do Imposto de Renda (RIR).

A Companhia tem como entendimento que, no caso de encerramento de atividade, o limite no aproveitamento do prejuízo fiscal e da base negativa deixa de existir. Além disso, no caso da utilização de 30%, conforme impõe o fisco, a tributação seria mais onerosa e atingiria o patrimônio da empresa e não mais o acréscimo patrimonial.

Em 27.11.2017, a Companhia impetrou com impugnação demonstrando a nulidade dos autos de infração, pois houve graves equívocos na apuração do IRPJ e da CSLL, por parte do Fisco, o que tornariam nulos os lançamentos tributários.

Contudo, a Delegacia da Receita Federal de Julgamento (DRJ) em Florianópolis analisou a impugnação apresentada e manteve a autuação (decisão recebida em 18.04.2018). Após o recebimento da decisão da DRJ, houve a interposição de Recurso Voluntário ao CARF, em 10.05.2018.

O montante atualizado da autuação, cujo risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2019 é de R$ 18.234 (R$ 17.753 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado.

- Auto Infração - PIS/Cofins sobre reembolso de combustível

Em 14.12.2018, foi expedido Auto de Infração contra a Companhia relativo a não incidência de PIS e Cofins sobre os montantes repassados pela Eletrobras como reembolso dos combustíveis utilizados na geração de energia das termelétricas da Companhia, no período compreendido entre janeiro de 2014 e dezembro de 2016, com o argumento principal de que esses recursos recebidos da Eletrobras têm natureza de receita de subvenção para custeio. Os referidos reembolsos têm como base o incentivo do Governo na compra de combustíveis fósseis utilizados em usinas termelétricas.

Conforme a Lei Federal n° 10.438/02, o Governo criou o fundo público denominado Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com o objetivo de promover a competitividade das usinas que utilizam o carvão mineral, limitando, desta forma, o escopo do fundo público CCC, anteriormente existente, aos sistemas isolados.

O fundo público CDE, ao qual se refere o auto de infração, é formado do seguinte modo: (i) a distribuidora de energia, em suas faturas, cobra do consumidor final os montantes da conta de consumo de energia elétrica, sobre os quais o PIS e Cofins são devidos, e repassa estes valores ao órgão responsável pela gestão da CDE; (ii) as geradoras que utilizam dos combustíveis fósseis adquirem estes combustíveis e armazenam os estoques físicos em nome do órgão responsável pela gestão, a qual mantém a posse legal destes ativos; e (iii) o órgão responsável pela gestão reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

Com base no mecanismo da CDE, a Companhia, em 15.01.2019, por meio de seus assessores externos, apresentou Recurso Voluntário ao auto de infração, no qual defende que: (i) a Companhia não possui a posse legal dos combustíveis; (ii) o reembolso não tem característica de subvenção para custeio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais de energia e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e Cofins os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Desta forma, a Companhia entende que os reembolsos objeto do auto de infração não estão sujeitos ao PIS e Cofins.

Em 24.01.2020, a Companhia tomou ciência da decisão desfavorável ao Recurso apresentado ao CARF. Porém, no entendimento da Companhia, os procedimentos adotados estão de acordo com a norma contábil e a legislação fiscal, sendo assim, a mesma irá apresentar recurso especial no âmbito do CARF.

Por fim, a posição da Companhia e de seus advogados é no sentido de que a evolução do caso no CARF, ainda que o desfecho se concretize desfavoravelmente na esfera administrativa, não altera a avaliação de êxito favorável, ou seja, a Empresa entende que possui sólidos argumentos para extinguir esta cobrança indevida de PIS e Cofins nas esferas superiores.

O montante atualizado do processo é de R$ 491.724 (R$ 480.531 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado, dos quais R$ 229.359 referem-se ao principal, R$ 172.019 à multa e R$ 90.346 aos juros.

c.2) Riscos cíveis

Os principais riscos de natureza cíveis avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- Ambientais

Os objetos destas ações estão divididos desta forma: (i) ações para a implantação de eclusa, escada para peixes e "destoca" em determinada usina; (ii) ações requerendo a implantação de reflorestamento e a constituição de Área de Preservação Permanente (APP) de cem metros no entorno dos reservatórios de duas usinas; e (iii) outras ações relativas a supostos danos causados pelo enchimento do reservatório de uma usina, ao despejo de cinzas em áreas supostamente inadequadas, à influência da operação de uma usina em um rio, à construção de um parque eólico, à desativação de um fornecedor de minério a uma usina da Companhia e ao processo de licenciamento ambiental de duas PCHs.

O valor relacionado a essas causas, cujo risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2019 é de R$ 59.222 (R$ 53.768 em 31.12.2018), na controladora e no consolidado.

d) Ativo contingente

- Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da Cofins

A Companhia ingressou em 2007 com a ação que exclui o ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins, sendo que seu processo obteve decisão favorável pelo TRF-4, não tendo, no entanto ocorrido o trânsito em julgado, motivo pelo qual a Companhia não reconheceu em seu balanço os efeitos do referido processo. Adicionalmente, aguarda-se análise pelo STF dos efeitos de modulação relativos aos montantes a recuperar.

NOTA 26 – OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

A Companhia e suas controladas oferecem planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e de Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões.

Em 2019 ocorreu a transferência de empregados da controladora para as controladas Pampa Sul e Diamante, entretanto os valores das obrigações com benefícios de aposentadoria destas controladas não são significativos, motivo pelo qual nesta nota estão sendo apresentados apenas os saldos e mutações consolidados.

A Companhia e suas controladas patrocinam ainda o Plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse Plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, e criação da Gerasul, atualmente ENGIE Brasil Energia, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, que não migraram para a PREVIG. As principais características dos planos administrados pela Companhia são estas:

a) Plano de Benefício Definido (BD)

O Plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do Plano é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

Em 31.12.2019 e 31.12.2018, na PREVIG, esse Plano possuía 7 participantes ativos. Já na ELOS, esse Plano possuía 1 participante ativo em 31.12.2019 (2 em 31.12.2018). Nesta mesma data, a PREVIG tinha 429 (424 em 31.12.2018) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios e a ELOS 2.064 (2.061 em 31.12.2018).

b) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia e suas controladas mantém ainda um Plano CD na PREVIG, denominado "Prevflex", que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no Plano BD ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem a algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no Plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no Plano CD. Esse Plano foi denominado "BSPS", que está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

Em 31.12.2019, esse Plano possuía 14 participantes ativos (17 em 31.12.2018) e 77 aposentados e pensionistas em gozo de benefícios (74 em 31.12.2018).

c) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Consolidado					
	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	17.746	159.267	177.013	17.101	171.688	188.789
Contribuição e custo do serviço corrente	19	-	19	18	-	18
Déficit não contratado	25.144	204.986	230.130	18.250	112.077	130.327
Passivo atuarial registrado	**42.909**	**364.253**	**407.162**	**35.369**	**283.765**	**319.134**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	ELOS	PREVIG	Total
2021	15.529	3.752	19.281
2022	16.440	2.295	18.735
2023	17.407	1.567	18.974
2024	14.122	243	14.365
2025 a 2028	14.944	-	14.944
2029 a 2032	72.968	-	72.968
	151.410	**7.857**	**159.267**

d) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC*	Total
31.12.2018					
Valor presente das obrigações	1.319.519	358.357	67.244	3.655	1.748.775
Valor justo dos ativos	(1.022.834)	(340.557)	(78.685)	-	(1.442.076)
Avaliação Atuarial	**296.685**	**17.800**	**(11.441)**	**3.655**	**306.699**
Excedente de obrigações contratadas	-	-	12.435	-	12.435
Passivo registrado em 31.12.2018	**296.685**	**17.800**	**994**	**3.655**	**319.134**
31.12.2019					
Valor presente das obrigações	1.530.565	439.568	84.097	3.339	2.057.569
Valor justo dos ativos	(1.154.301)	(412.753)	(95.135)	-	(1.662.189)
Avaliação Atuarial	**376.264**	**26.815**	**(11.038)**	**3.339**	**395.380**
Excedente de obrigações contratadas	-	-	11.782	-	11.782
Passivo registrado em 31.12.2019	**376.264**	**26.815**	**744**	**3.339**	**407.162**

(*) Gratificação de Confidencialidade.

e) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2019

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	93,9%	98,6%	99,8%
Empréstimos	2,3%	1,4%	-
Imóveis	3,2%	-	-
Outros	0,6%	-	0,2%
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	10,64%	9,9%	8,6%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

f) Mutação do passivo atuarial

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2017	**291.644**	**15.547**	**1.198**	**3.265**	**311.654**
Contribuição e custo do serviço corrente	72	(44)	1	18	47
Pagamentos de obrigações contratadas	(22.629)	(3.599)	(325)	-	(26.553)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	26.259	1.287	97	224	27.867
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	(4.797)	1.783	(247)	160	(3.101)
Mudanças nas premissas financeiras	22.046	6.886	1.311	(12)	30.231
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(15.910)	(3.824)	(381)	-	(20.115)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	(236)	(660)	-	(896)
	1.339	**4.609**	**23**	**148**	**6.119**
Passivo registrado em 31.12.2018	**296.685**	**17.800**	**994**	**3.655**	**319.134**
Contribuição e custo do serviço corrente	842	(1.824)	2.114	(587)	545
Pagamentos de obrigações contratadas	(24.354)	(1.616)	(2.451)	-	(28.421)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	26.850	1.502	79	240	28.671
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	(21.793)	(3.173)	(4.101)	(258)	(29.325)
Mudanças nas premissas financeiras	251.555	77.693	15.096	289	344.633
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(141.263)	(63.567)	(8.601)	-	(213.431)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	(2.386)	-	(2.386)
Risk Sharing - Plano de equacionamento de déficit	(12.258)	-	-	-	(12.258)
	76.241	**10.953**	**8**	**31**	**87.233**
Passivo registrado em 31.12.2019	**376.264**	**26.815**	**744**	**3.339**	**407.162**

g) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2019

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	24.916	1.725	39	190	26.870
Custo do serviço corrente	-	61	-	683	744
Despesas líquidas	**24.916**	**1.786**	**39**	**873**	**27.614**

h) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2019	31.12.2018
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	6,9%	9,4%
Plano PREVIG BD	6,9%	9,4%
Plano PREVIG BSPS	7,0%	9,5%
GC	6,5%	8,9%
Duration, em anos		
Plano ELOS BD	9,18	9,26
Plano PREVIG BD	10,00	10,12
Plano PREVIG BSPS	10,65	10,77
GC	5,96	3,43
Inflação	3,7%	4,2%
Crescimento salarial futuro (a.a.)		
Planos ELOS BD, PREVIG BSPS e GC	3,7%	4,2%
Plano PREVIG BD	3,7%	4,8%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	3,7%	4,2%
Fator de capacidade sobre os benefícios ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	98,0%	97,5%
Fator de capacidade sobre os salários ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	100,0%	100,0%
Fator de capacidade (benefícios e salários) GC	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2019	31.12.2018
Tábua de Mortalidade (ativos)		
Plano ELOS BD	AT-2000 (unissex, sendo 34% feminina e 66% masculina)	AT-2000 (unissex, sendo 34% feminina e 66% masculina)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria		
Planos PREVIG BD e BSPS	85	85
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge		
Plano PREVIG BSPS	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar ("Família Média") é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais ("Família Real").

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano ELOS BD, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral ("Família Real"), inclusive os dois participantes ativos, os quais estão em Benefício Proporcional Diferido (BPD) e já podem solicitar o início do recebimento do benefício.

i) Análise de sensibilidade

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(15.019)	(4.796)	(985)	(23)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	15.268	4.886	1.005	23

j) Benefício de Gratificação de Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

k) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do Plano BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2019 era R$ 852.596 (R$ 939.906 em 31.12.2018). Em 2019, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 11.262 (R$ 14.099 em 2018).

NOTA 27 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, como segue:

a) Composição

	Controladora				
	31.12.2019				31.12.2018
Natureza dos créditos	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Depreciação acelerada	839.721	209.930	75.575	285.505	239.145
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	671.544	167.886	60.439	228.325	255.443
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	373.576	93.394	33.622	127.016	72.912
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Encargos financeiros capitalizados	61.835	15.459	5.565	21.024	21.814
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	32.503	8.126	2.925	11.051	11.801
Outros	11.779	2.945	1.060	4.005	1.803
		524.604	**188.857**	**713.461**	**639.453**
Ativo:					
Obrigações com benefícios de aposentadoria	229.288	57.322	20.636	77.958	44.311
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	129.168	32.292	11.625	43.917	43.917
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	115.268	28.817	10.374	39.191	36.406
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	88.300	22.075	7.947	30.022	27.749
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	50.147	12.537	4.513	17.050	42.692
Perdas não realizados em operações de *hedge*	46.812	11.703	4.213	15.916	-
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	33.308	8.327	-	8.327	9.037
Outros	36.925	9.231	3.323	12.554	8.587
		182.304	**62.631**	**244.935**	**212.699**
Valor líquido		**342.300**	**126.226**	**468.526**	**426.754**

	Consolidado				
	31.12.2019				31.12.2018
Natureza dos créditos	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Depreciação acelerada	1.123.535	280.884	101.118	382.002	316.630
Remuneração do ativo financeiro de concessão	771.054	192.764	69.395	262.159	132.029
Encargos financeiros capitalizados	751.698	187.925	67.651	255.576	213.911
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	671.544	167.886	60.439	228.325	255.443
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	373.576	93.394	33.622	127.016	73.003
Receita de implementação de infraestrutura de transmissão	201.936	50.484	18.174	68.658	15.833
Amortização da diferença entre intangível fiscal e contábil da bonificação paga pela outorga	180.089	45.022	16.208	61.230	32.970
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Ganhos não realizados em operações de *trading*, líquidos	52.517	13.129	4.727	17.856	14.685
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	32.503	8.126	2.925	11.051	11.801
Outros	62.968	15.703	5.662	21.365	2.266
		1.082.181	**389.592**	**1.471.773**	**1.105.106**
Ativo:					
Receita de Retorno de Bonificação pela Outorga (RBO)	588.287	147.072	52.945	200.017	107.241
Obrigações com benefícios de aposentadoria	230.130	57.533	20.712	78.245	44.311
Custo de construção de linha de transmissão	196.697	49.174	17.703	66.877	15.423
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	131.035	32.759	11.793	44.552	44.551
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	115.268	28.817	10.374	39.191	36.406
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	98.921	24.730	8.903	33.633	29.566
Perdas não realizados em operações de *hedge*	71.933	17.983	6.474	24.457	-
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	50.147	12.537	4.513	17.050	42.692
Ajuste a valor justo do ativo imobilizado	27.877	6.969	2.509	9.478	10.355
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	33.308	8.327	-	8.327	9.037
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	2.494	623	225	848	13.801
Outros	62.083	15.521	5.652	21.173	16.167
		402.045	**141.803**	**543.848**	**369.550**
Valor líquido		**680.136**	**247.789**	**927.925**	**735.556**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		690.095	251.373	941.468	768.814
Ativo[29]		(9.959)	(3.584)	(13.543)	(33.258)
Total		**680.136**	**247.789**	**927.925**	**735.556**

[29] Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

b) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2017	**340.204**	**477.123**
Impostos diferidos no resultado	88.630	259.962
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(2.080)	(1.529)
Saldos em 31.12.2018	**426.754**	**735.556**
Impostos diferidos no resultado	71.431	221.814
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(29.659)	(29.445)
Saldos em 31.12.2019	**468.526**	**927.925**

c) Expectativa de realização e exigibilidade

A Administração da Companhia elabora projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização dos créditos fiscais nos exercícios indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2020	36.870	65.853	63.180	116.457
2021	16.802	65.476	43.531	108.597
2022	74.150	122.021	163.820	233.317
2023	14.385	43.158	32.763	77.843
2024	13.930	47.834	29.919	78.704
2025 a 2027	41.141	137.892	77.565	231.416
2028 a 2030	27.094	92.520	53.817	179.235
2031 a 2033	15.446	79.402	34.668	157.550
2034 em diante	5.117	59.305	44.585	288.654
	244.935	**713.461**	**543.848**	**1.471.773**

NOTA 28 – OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Combustíveis Resolução Aneel n° 500/2012	118.465	113.004	118.465	113.004
Conta Desenvolvimento Energético (CDE)	-	-	144.767	180.959
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	136.887	-
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	79.865	37.599	99.930	38.237
Obrigações com P&D	48.934	41.983	70.465	59.739
Adiantamento de clientes	9.293	6.124	54.427	16.073
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos	-	-	8.179	8.582
Outras contas a pagar	52.056	50.859	95.125	92.896
	308.613	**249.569**	**728.245**	**509.490**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	177.941	169.003	312.532	246.624
Passivo não circulante	130.672	80.566	415.713	262.866
	308.613	**249.569**	**728.245**	**509.490**

a) Combustíveis Resolução Aneel n° 500/2012

Corresponde à estimativa de valores a pagar decorrente da aplicação da Resolução Aneel n° 500/2012 no ano de 2016. Esta resolução prevê a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em função da eficiência energética da unidade geradora.

b) Conta Desenvolvimento Energético (CDE)

Em 19.12.2017, a Aneel emitiu Resolução Normativa, com vigência a partir de 01.01.2018, que estabeleceu regras para o reembolso dos gastos com combustíveis para a geração termelétrica a carvão mineral nacional, por intermédio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A resolução determinou a aquisição compulsória, em 01.01.2018, do carvão mineral pertencente à CDE sob gestão do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na data-base de 31.12.2016, para pagamento em 5 anos a contar da aquisição. A quantidade total adquirida foi de 780.712 toneladas.

c) Ressarcimentos às distribuidoras

As receitas auferidas às distribuidoras foram reduzidas, em 2019, pelo reconhecimento de R$ 136.887, relativos ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, da Usina Fotovoltaica Assú V (Assú V) e da Pampa Sul.

Os principais critérios de reconhecimento foram:

(i) Pampa Sul – Foram reconhecidos R$ 106.095, os quais foram calculados com base na diferença entre a indisponibilidade programada verificada e a indisponibilidade declarada para cálculo da garantia física. Este ressarcimento é precificado considerando o valor do Índice de Custo Benefício (ICB) do contrato, atualizado pelo IPCA. A apuração para fins de ressarcimento será calculada até 2021 e a liquidação ocorrerá em 2022. A partir de 2022, quaisquer diferenças entre geração e disponibilidade máxima contratual serão liquidadas mensalmente na CCEE.

(ii) Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I – Foram reconhecidos R$ 27.355, dos quais R$ 8.595 serão reembolsados em 2020 e R$ 18.760 correspondem à provisão para reembolso em 2024.Essas usinas firmaram contratos por disponibilidade, os quais preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês. O cálculo do ressarcimento considera a diferença entre a geração (energia entregue), a qual é impactada pelo regime de ventos, e o montante contratual vendido.

(iii) Assú V – Foram reconhecidos R$ 3.437, a serem ressarcidos durante o ano de 2020. O cálculo de ressarcimento é efetuado anualmente, com base na diferença entre a geração anual e o compromisso contratual anual.

NOTA 29 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 7.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios findos em 31.12.2019 e 31.12.2018.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2019 e 31.12.2018, era R$ 4.902.648, totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

Em 07.12.2018, os Acionistas da ENGIE Brasil Energia aprovaram em Assembleia Geral Extraordinária (AGE), aumento do capital social em R$ 2.073.592. Em 31.12.2018, passou a ser R$ 4.902.648 (R$ 2.829.056, em 31.12.2017).

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2019, era de R$ 8,57 (R$ 7,74 por ação, em 31.12.2018).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2019 e 31.12.2018, era este:

Acionistas	31.12.2019		31.12.2018	
	Lote de ações ordinárias	Participação no capital	Lote de ações ordinárias	Participação no capital
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.464.085	9,86%	81.585.929	10,00%
Demais acionistas	174.822.864	21,43%	173.701.020	21,29%
	815.927.740	**100,00%**	**815.927.740**	**100,00%**

Em 31.12.2019 e 31.12.2018, o Conselho de Administração, a Diretoria e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 490.673 e 473.548 ações da Companhia, respectivamente.

c) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018
Reserva legal	797.025	681.529
Reserva de incentivos fiscais	198.803	170.372
Reserva de retenção de lucros	177.673	177.673
	1.173.501	**1.029.574**

c.1) Reserva legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

c.2) Reservas de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas detentoras do benefício – Usinas Ponte de Pedra e São Salvador, com base no art. 626 do Decreto n° 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2019	31.12.2018
Lucro da exploração	**176.238**	**134.271**
Imposto de renda nominal (15%)	26.436	20.141
Adicional de imposto de renda	11.472	11.146
Imposto de renda calculado	**37.908**	**31.287**
Incentivo fiscal (%)	75%	75%
Incentivo fiscal	**28.431**	**23.465**

c.3) Reserva de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela controlada em conjunto TAG; e (iii) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG.

e) Participação de acionista não controlador

Refere-se à participação acionária de terceiros no equivalente a 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

f) Lucro por ação básico e diluído

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2019	**31.12.2018**
Lucro líquido do exercício	2.309.925	2.314.361
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**2,83104**	**2,83648**

A Companhia não possui ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 30 – DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

a) Cálculo

	31.12.2019	31.12.2018
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	2.309.925	2.314.361
Reserva legal	(115.496)	(115.718)
Reserva de incentivos fiscais	(28.431)	(23.465)
Realização do custo atribuído do imobilizado	25.407	93.881
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	5.738	3.423
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	**2.197.143**	**2.272.482**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	893.399	1.146.037
Dividendos intermediários relativos à reserva de lucros	-	652.742
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	302.525	338.160
Dividendos adicionais propostos	949.744	76.703
Subtotal	**2.145.668**	**2.213.642**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	51.475	58.840
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**2.197.143**	**2.272.482**
Percentual equivalente do lucro líquido ajustado	**100%**	**100%**

b) Mutação de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar[30]

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2017	**1.363.418**	**1.363.697**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.832.534	2.833.320
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.989.966)	(1.989.966)
Dividendos compensados	-	(965)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(10.207)	(10.207)
Saldos em 31.12.2018	**2.195.779**	**2.195.879**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.324.102	1.326.101
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.260.725)	(2.260.825)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(11.756)	(11.756)
Saldos em 31.12.2019	**1.247.400**	**1.249.399**

c) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a parcela equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

[30] Os valores incluem o montante de imposto de renda retido sobre juros sobre capital próprio, os quais estão apresentados na rubrica "Imposto de renda e contribuição social a pagar".

d) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2019

d.1) Pagamento de dividendos e de juros sobre capital próprio do exercício de 2018

Em 29.01.2019 e 27.03.2019, foram pagos os dividendos intercalares relativos ao 1° semestre de 2018, no montante de R$ 1.146.037 e juros sobre o capital próprio do exercício de 2018, no montante bruto de R$ 397.000, respectivamente. Adicionalmente, em 27.09.2019, foram pagos os dividendos intermediários e adicionais propostos relativos ao exercício de 2018, no montante de R$ 652.742 e R$ 76.703, respectivamente.

d.2) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 05.11.2019, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30.06.2019, no valor de R$ 893.399, correspondente a R$ 1,0949497919 por ação, os quais foram pagos em 29.01.2020.

d.3) Juros sobre o capital próprio

Em 05.11.2019, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2019 a 31.12.2019, no valor bruto de R$ 354.000, correspondente a R$ 0,4338619496 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2019, com base na posição acionária de 31.12.2019. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 03.12.2019.

d.4) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 18.02.2020, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2019, no valor de R$ 949.744 (R$ 1,1640046498 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Dessa forma, esses dividendos estão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada "Dividendos adicionais propostos", até a sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária – AGO.

NOTA 31 – CONCILIAÇÃO DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Receita operacional bruta				
Distribuidoras de energia elétrica	2.505.483	2.446.477	3.643.439	3.013.593
Comercializadoras de energia elétrica	2.004.473	2.197.352	809.430	944.165
Consumidores livres	400.603	283.023	3.512.960	3.355.479
Transações no mercado de curto prazo	270.708	335.585	777.138	1.005.930
Operações de *trading*	-	-	1.196.138	630.008
Serviços prestados	59.941	50.717	157.013	141.332
Outras receitas	18.494	97.795	139.768	147.884
	5.259.702	**5.410.949**	**10.235.886**	**9.238.391**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(472.692)	(472.891)	(931.886)	(813.980)
ICMS	(19.526)	(15.730)	(28.774)	(16.112)
ISSQN	(3.114)	(2.524)	(3.119)	(2.537)
Pesquisa e desenvolvimento	(30.739)	(27.683)	(43.766)	(42.260)
	(526.071)	**(518.828)**	**(1.007.545)**	**(874.889)**
Outras				
Remuneração de ativo financeiro de concessão e de contrato	-	-	397.284	341.529
Receita de construção	-	-	155.364	46.572
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	23.489	43.189
	-	**-**	**576.137**	**431.290**
Receita operacional líquida	**4.733.631**	**4.892.121**	**9.804.478**	**8.794.792**

Em 31.12.2019 e 31.12.2018, a Companhia não possuía clientes que participavam individualmente com percentual superior a 5% da receita operacional líquida consolidada.

NOTA 32 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	1.052.585	1.317.006	1.561.442	1.746.302
Operações de *trading*	-	-	1.090.608	578.599
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	14.161	-
	1.052.585	**1.317.006**	**2.666.211**	**2.324.901**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	197.245	436.837	421.021	572.518
Operações de *trading*	-	-	6.656	1.574
	197.245	**436.837**	**427.677**	**574.092**

b) Outros custos operacionais e custos dos serviços prestados

	Controladora				Consolidado			
	Custos operacionais		Serviços prestados		Custos operacionais		Serviços prestados	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Combustíveis	-	23.308	-	-	172.962	152.091	-	-
Royalties	106.090	101.416	-	-	131.606	123.197	-	-
Pessoal	102.588	94.223	20.705	18.274	244.030	203.424	20.752	18.324
Materiais e serviços de terceiros	52.839	40.758	4.661	4.459	288.993	198.708	4.661	4.459
Depreciação e amortização	279.202	279.129	-	-	844.390	649.627	-	-
Seguros	18.375	11.158	2.452	1.889	63.158	37.647	2.452	1.889
Custo de construção	-	-	-	-	151.334	45.363	-	-
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	-	70.800	22.766	-	-
Outros custos operacionais	34.680	34.744	1.068	10	49.129	58.356	1.068	10
	593.774	**584.736**	**28.886**	**24.632**	**2.016.402**	**1.491.179**	**28.933**	**24.682**

Os custos com pessoal incluem, além dos salários e dos encargos sociais, os benefícios de auxílio à recuperação da saúde, o seguro de vida em grupo, o auxílio creche às colaboradoras, o vale alimentação e transporte, a previdência privada, os cursos e treinamentos, entre outros.

Pagamento baseado em ações

A ENGIE Brasil Energia não possui programa específico de pagamento baseado em suas ações. Entretanto, a sua controladora indireta ENGIE, sediada na França, oferece aos administradores, o Plano de Incentivo de Longo Prazo ("ILP"), baseado em *Phantom Shares* (ações fantasma). O ILP tem por objetivo motivar e recompensar os executivos-chave da Companhia para atingimento dos resultados de médio e longo prazos e assegurar a competitividade do pacote total de recompensas.

O ILP estabelece que a duração do plano é de 4 anos e seus valores estão vinculados ao atingimento de determinados índices financeiros da ENGIE. Por conta da conjuntura econômica mundial, tem-se verificado ao longo dos anos uma redução nos valores de mercado dessas opções de compra e das ações por desempenho, o que possivelmente influenciará o exercício das opções e a obtenção do benefício das ações por desempenho nos seus vencimentos.

Os custos envolvidos nesses programas são irrelevantes e integralmente pagos pela ENGIE, não cabendo à ENGIE Brasil Energia nenhum desembolso relativo a eles.

c) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Pessoal	10.996	5.929	92.097	80.232	10.996	5.929	95.492	81.845
Administradores	-	-	20.464	18.302	-	-	22.167	20.214
Materiais e serviços de terceiros	425	(4.941)	57.036	51.256	1.805	(3.743)	62.413	53.939
Depreciação e amortização	38	26	17.589	10.358	62	50	18.891	10.495
Aluguéis	43	(800)	633	6.111	43	(800)	931	7.919
Fundos de pensão	-	-	7.416	6.425	-	-	7.416	6.425
Contribuições e doações	2.865	1.272	4.602	7.356	6.521	3.720	5.744	7.807
Reversão de provisão, líquida	-	-	11	(776)	5.096	(272)	1.032	(222)
Outros	415	405	11.342	10.578	2.043	1.860	12.584	12.583
	14.782	**1.891**	**211.190**	**189.842**	**26.566**	**6.744**	**226.670**	**201.005**

NOTA 33 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	43.382	38.390	99.841	91.325
Juros sobre valores a receber	14.550	29.317	23.808	40.570
Variação monetária sobre depósitos judiciais	4.155	3.175	4.256	3.258
Renda de depósitos vinculados	532	600	16.322	14.614
Outras receitas financeiras	2.426	1.219	2.924	4.918
	65.045	**72.701**	**147.151**	**154.685**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Concessões a pagar	458.269	414.725	465.776	421.955
Empréstimos e financiamentos	174.625	122.343	355.844	89.770
Debêntures e notas promissórias	271.322	111.768	393.543	202.308
Hedge de valor justo sobre empréstimos	50.389	65.370	62.300	64.737
Obrigações com benefícios de aposentadoria	28.671	27.867	28.671	27.867
Provisões	6.642	7.110	7.086	7.853
Arrendamentos	2.577	-	11.282	-
Outros	2.001	3.831	10.488	13.923
Variação cambial sobre:				
Empréstimos	124.606	320.794	124.606	320.794
Hedge de valor justo sobre empréstimos	(124.606)	(320.794)	(124.606)	(320.794)
Ajuste a valor justo	(6.445)	1.254	(1.991)	1.622
Outras despesas financeiras	10.596	15.274	21.113	23.945
	998.647	**769.542**	**1.354.112**	**853.980**
Despesas financeiras, líquidas	**933.602**	**696.841**	**1.206.961**	**699.295**

NOTA 34 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora					
	2019			2018		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**2.625.328**	**2.625.328**	**2.625.328**	**2.584.382**	**2.584.382**	**2.584.382**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(656.332)**	**(236.280)**	**(892.612)**	**(646.096)**	**(232.594)**	**(878.690)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	314.601	113.256	427.857	325.727	117.262	442.989
Juros sobre o capital próprio	88.500	31.860	120.360	99.250	35.730	134.980
Incentivos fiscais	30.314	-	30.314	33.654	-	33.654
Outros	(1.254)	(68)	(1.322)	(2.177)	(777)	(2.954)
	(224.171)	**(91.232)**	**(315.403)**	**(189.642)**	**(80.379)**	**(270.021)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(171.460)	(72.512)	(243.972)	(122.734)	(58.657)	(181.391)
Diferido	(52.711)	(18.720)	(71.431)	(66.908)	(21.722)	(88.630)
	(224.171)	**(91.232)**	**(315.403)**	**(189.642)**	**(80.379)**	**(270.021)**
Alíquota efetiva	**8,5%**	**3,5%**	**12,0%**	**7,3%**	**3,1%**	**10,4%**

	Consolidado					
	2019			2018		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**3.087.937**	**3.087.937**	**3.087.937**	**2.967.816**	**2.967.816**	**2.967.816**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(771.984)**	**(277.914)**	**(1.049.898)**	**(741.954)**	**(267.103)**	**(1.009.057)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	20.279	7.300	27.579	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	88.500	31.860	120.360	99.250	35.730	134.980
Incentivos fiscais	68.993	-	68.993	78.595	-	78.595
Variação entre bases do lucro real e presumido	46.720	15.757	62.477	121.769	37.096	158.865
Outros	(4.894)	(1.455)	(6.349)	(12.924)	(2.868)	(15.792)
	(552.386)	**(224.452)**	**(776.838)**	**(455.264)**	**(197.145)**	**(652.409)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(389.112)	(165.912)	(555.024)	(262.334)	(130.113)	(392.447)
Diferido	(163.274)	(58.540)	(221.814)	(192.930)	(67.032)	(259.962)
	(552.386)	**(224.452)**	**(776.838)**	**(455.264)**	**(197.145)**	**(652.409)**
Alíquota efetiva	**17,9%**	**7,3%**	**25,2%**	**15,3%**	**6,6%**	**22,0%**

NOTA 35 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais - Controladora

	ATIVO			PASSIVO		
	Contas a receber			Fornecedor		JCP /
	Energia	Serviços e outros	Dividendos	Energia	Outros	dividendos
31.12.2019						
EBC	187.639	14.856	-	14.334	37	-
Itasa	-	1.774	-	10.083	-	-
Jaguara	5.412	591	167.792	14.926	-	-
Miranda	1.184	463	106.701	11.664	-	-
Diamante	-	-	-	-	-	-
ECP e controladas	2.169	12.304	5.834	-	-	-
ENGIE Participações	-	5.561	-	-	-	820.629
Geramamoré[31]	-	193	-	-	-	-
Pampa Sul	1.599	8.659	15.604	-	154	-
Outras	-	2.637	4.995	4.344	379	-
Total	**198.003**	**47.038**	**300.926**	**55.351**	**570**	**820.629**
31.12.2018						
EBC	129.808	574	-	2.951	-	-
Itasa	-	1.441	-	10.392	-	-
Jaguara[32]	53.100	635	33.571	-	-	-
Miranda	-	453	22.063	326	-	-
Diamante	-	26.435	-	305.489	-	-
ECP e controladas	-	9.344	5.834	-	-	-
ENGIE Participações	-	3.012	-	-	-	1.467.847
Outras	-	4.281	-	1.299	319	-
Total	**182.908**	**46.175**	**61.468**	**320.457**	**319**	**1.467.847**

[31] Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

[32] Está contemplado no saldo de contas a receber de energia o montante de R$ 51.494 relativo a adiantamento à parte relacionada decorrente do contrato de compra de energia.

b) Valores reconhecidos em contas de resultado - Controladora

	Receita			Custo	Despesa
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros
31.12.2019					
EBC	1.615.586	-	409	117.197	-
ECV	54.624	-	136	63.233	-
Pampa Sul	42.515	-	409	7.082	-
Jaguara	31.591	-	204	135.537	-
Miranda	25.404	-	204	89.849	-
ECP e controladas	11.444	-	4.090	21.425	-
Diamante	8.431	-	5.028	209.896	-
Itasa	-	18.895	-	106.888	-
Ceste	-	21.142	812	-	-
CEE	-	-	409	-	-
ESBR[33]	-	-	-	15.008	-
Outras	-	-	4.746	-	7.240
Total	**1.789.595**	**40.037**	**16.447**	**766.115**	**7.240**
31.12.2018					
EBC	2.084.095	-	395	37.651	-
CEE	44.043	-	395	25.876	-
Jaguara	54.968	-	132	147.572	-
Miranda	24.221	-	132	75.255	-
Diamante	-	-	395	584.432	-
Ceste	-	22.397	-	-	-
Itasa	-	19.422	-	103.216	-
Lages	7.422	684	230	18.295	-
ECP e controladas	-	-	3.802	7.722	-
Geramamoré	26.187	-	-	132.473	-
ESBR	-	-	-	15.041	-
Outras	-	-	2.732	-	2.321
Total	**2.240.936**	**42.503**	**8.213**	**1.147.533**	**2.321**

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos; e (iv) garantias concedidas a terceiros.

[33] Energia Sustentável do Brasil.

c) Compromissos futuros

Os contratos de longo prazo firmados entre as partes relacionadas estão apresentados no quadro abaixo, e foram firmados em condições de mercado, cujos registros no resultado ocorrerão em suas competências futuras, ao longo do prazo dos contratos.

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso futuro Base 31.12.2019
EBV	EBC	2036	IPCA	Janeiro	4.708.607
Conjunto Eólico Umburanas	EBV	2036	IPCA	Janeiro	2.612.553
Conjunto Eólico Campo Largo	EBV	2036	IPCA	Janeiro	2.035.918
Conjunto Eólico Trairí	EBC	2032	IPCA	Janeiro	1.438.901
Jaguara	EBE	2028	IPCA	Janeiro	1.345.237
Diamante	EBC	2021	IPCA	Junho	1.151.030
Miranda	EBE	2028	IPCA	Janeiro	891.787
Itasa	EBE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	698.804
Itasa	EBE	2030	IGP-M	Janeiro	573.114
EBC	CLWP II	2026	IGP-M	Junho	501.294
EBC	CEE	2041	IPCA	Janeiro	446.424
ESBR	EBE	2042	IPCA	Janeiro	380.599
Conjunto Eólico Umburanas	EBC	2038	IPCA	Dezembro	227.371
Conjunto Eólico Campo Largo	EBC	2038	IPCA	Dezembro	145.000
Lages	EBC	2023	IPCA	Agosto	82.703
Ferrari	EBC	2029	IPCA	Julho	82.423
EBC	Trading	2020 a 2023	IPCA/IGP-M	Outubro	15.027
CLWP III	CLWP V e VI	2038	IPCA	Dezembro	10.206
Trading	EBC	2021 e 2022	n/a[34]	n/a[34]	951

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pela controlada direta EBC.

c.2) Operação e manutenção

A Companhia executa as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, quando estas controladas não possuem serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Companhia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2019
Itasa	16.10.2030	IGP-M	258.300
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	151.224

[34] Contratos com fornecimentos de 12 meses.

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R$ 11.332 (R$ 6.099 em 31.12.2018).

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos firmados por suas controladas diretas e indiretas com o BNDES e os Bancos (Repasse BNDES). As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2019
BNDES e Repasse BNDES (Bancos)	Caução da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda) de emissão das seguintes empresas: Ibitiúva, Ferrari, Fleixeiras, Guajiru, Mundaú, Trairi, Cacimbas, Estrela, Ouro Verde, Santa Mônica, CLWP I, CLWP II, CLWP III, CLWP IV, CLWP V, CLWP VI, CLWP VII, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVIII, CLWP XXI, Bela Vista XV, Umburanas 1, Umburanas 2, Umburanas 3, Umburanas 4, Umburanas 5, Umburanas 6, Umburanas 7, Umburanas 8, Umburanas 9, Umburanas 10, Umburanas 11, Umburanas 12, Umburanas 13, Umburanas 14, Umburanas 15, Umburanas 16 e Umburanas 18.	2.932.364
	Caução da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão das seguintes controladas: CEE e Pampa Sul.	1.715.657

Além do penhor das ações, a Companhia figura como fiadora das obrigações assumidas nos contratos de financiamento até o *completion* financeiro das operações contratadas pelas empresas citadas, com exceção dos contratos celebrados pelas empresas Umburanas 1 a 18 e Bela Vista XV, para os quais a ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. é a fiadora.

e) Avais e fianças

- Construção de projetos

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II e Gralha Azul. Em 31.12.2019, o montante total dessas fianças é R$ 314.011, cujos vencimentos são: R$ 72.240 em 2021, R$ 100.850 em 2023 e R$ 140.921 em 2024.

- Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2019 é R$ 232.584. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 98.693 em 2020, R$ 63.998 em 2021, R$ 18.097 em 2022 e R$ 51.796 em 2023.

- Encargos de uso de rede elétrica e de conexão

A Companhia é avalista na emissão de garantias referente a contratos de encargos de rede elétrica e de conexão (CUST, CCT e CUSD), no valor total de R$ 72.066. Em 2020 irá vencer o valor de R$ 48.103 e em 2034 irá vencer o valor de R$ 23.963.

- Empréstimos

A Companhia possui contratada uma garantia em moeda estrangeira no valor equivalente em reais de R$ 85.691, com vencimento em 2020, em cumprimento ao contrato de empréstimo junto ao *Nordic Investment Banking* (NIB). Tal obrigação de entrega de garantia iniciou em fevereiro de 2018, momento em que a *Fitch Rating* rebaixou o *rating* soberano do Brasil impactando assim o *rating* de longo prazo em moeda estrangeira da Companhia. Esse empréstimo junto ao NIB foi contraído em dezembro de 2012 com a finalidade de executar a construção do Conjunto Eólico Trairí.

Adicionalmente, a Companhia possui contratada uma fiança bancária para garantir as obrigações do contrato de financiamento da construção da Usina Fotovoltaica Assú V. Em 31.12.2019, o montante dessa fiança é R$ 88.061, com vencimento em 2020.

f) Mútuo entre Ibitiúva e Andrade Açúcar e Álcool (Andrade)

A controlada indireta Ibitiúva possui um contrato de mútuo com a Andrade – sua parte relacionada no Consórcio Andrade. O mútuo é atualizado pela variação do IPCA e o contrato vence em 2025. O saldo remanescente em 31.12.2019 é de R$ 11.662 (R$ 13.116 em 31.12.2018).

g) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração relacionada às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Estatutária, Conselho de Administração e Conselho Fiscal, foi aprovada em AGO/E realizada no dia 26.04.2019 e está abaixo apresentada:

	2019	2018
Remuneração fixa	10.002	9.753
Remuneração variável	6.242	4.186
Encargos sociais	2.764	2.483
Outros	1.456	1.546
	20.464	**17.968**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 36 – INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados, e estão abaixo sumarizados:

- Geração: é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e venda de energia elétrica do portfólio. Na Controladora, há apenas atividades deste segmento operacional.
- *Trading*: este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading e EBC.

- Transmissão: a Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão do Sistema de Transmissão Gralha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. A atividade operacional deste segmento ainda não foi iniciada, tendo em vista o andamento das obras e será realizada pela controlada Gralha Azul.
- Painéis Solares: atividade de desenvolvimento, venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares realizada pela controlada EGSD, cujo controle foi adquirido em agosto de 2018, data na qual passou a ser consolidada pela Companhia.
- Transporte de Gás: A Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG, desde junho de 2019.

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações entre os segmentos.

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa. A Diretoria Executiva é o principal gestor das operações e não utiliza o balanço patrimonial por segmentos para tomada de decisão e análise dos resultados de cada segmento. Por este motivo, não é apresentado o balanço patrimonial por segmento.

A Companhia revisa regularmente as informações do segmento relacionadas à *joint venture* TAG, com base em sua parcela proporcional de receita, lucros, ativos e passivos para tomar decisões sobre os recursos a ser alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, conforme requerido pelo CPC 19 (R2), a participação da Companhia na *joint venture* é contabilizada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As informações por segmento referentes aos exercícios de 2019 e 2018 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	31.12.2019					
	Energia elétrica					
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.427.655**	**1.108.984**	**169.913**	**97.926**	**-**	**9.804.478**
Custos operacionais	(4.294.067)	(1.111.425)	(151.489)	(95.982)	-	(5.652.963)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**4.133.588**	**(2.441)**	**18.424**	**1.944**	**-**	**4.151.515**
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(243.216)	(2.902)	-	(7.118)	-	(253.236)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(4.900)	-	-	-	-	(4.900)
Outras receitas operacionais, líquidas	320.405	-	-	-	-	320.405
	72.289	**(2.902)**	**-**	**(7.118)**	**-**	**62.269**
Resultado de participações societárias	**-**	**-**	**-**	**-**	**81.114**	**81.114**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.205.877**	**(5.343)**	**18.424**	**(5.174)**	**81.114**	**4.294.898**

	31.12.2018					
	Energia elétrica					
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.095.022**	**614.922**	**47.698**	**37.150**	**-**	**8.794.792**
Custos operacionais	(4.217.061)	(580.173)	(45.363)	(33.389)	-	(4.875.986)
LUCRO BRUTO	**3.877.961**	**34.749**	**2.335**	**3.761**	**-**	**3.918.806**
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(203.522)	(2.136)	-	(2.091)	-	(207.749)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(39.327)	-	-	-	-	(39.327)
Outras despesas operacionais, líquidas	(3.648)	-	-	-	-	(3.648)
	(246.497)	**(2.136)**	**-**	**(2.091)**	**-**	**(250.724)**
Resultado de participações societárias	**-**	**-**	**-**	**(971)**	**-**	**(971)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**3.631.464**	**32.613**	**2.335**	**699**	**-**	**3.667.111**

NOTA 37 – SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) – do programa de seguros corporativo de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2020, os valores em risco cobertos são de R$ 14.068.816 na controladora, e de R$ 33.875.801 no consolidado, a saber:

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	**Danos materiais**	**Lucros cessantes**	**Danos materiais**	**Lucros cessantes**
Usinas Hidrelétricas	10.196.817	3.821.654	14.773.163	4.337.046
Usinas Termelétricas	-	-	5.051.842	2.707.076
Usinas Complementares (eólica, solar, biomassa e PCH)	49.291	1.054	5.535.401	1.471.273
	10.246.108	**3.822.708**	**25.360.406**	**8.515.395**

Em 2019, a Usina Termelétrica Pampa Sul e o Conjunto Eólico Umburanas foram adicionados a apólice do PDBI, aumentando as coberturas de danos materiais e lucros cessantes em R$ 3.545.959 e R$ 1.795.950, respectivamente.

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 2.659.800, por evento.

b) Riscos de engenharia

Em 2019 foi assinada a apólice de seguro para o Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II no montante de R$ 1.393.182 para danos materiais e R$ 293.550 para riscos de engenharia. Os seguros relativos ao projeto Gralha Azul estão em fase de contratação.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

d) Indenização de seguros a receber

A composição da rubrica "Indenização de seguros a receber" do ativo circulante está apresentada abaixo:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
UTLA[35]	-	60.063	-	60.063
UHSA[36]	-	5.178	-	5.178
UHPF[37]	-	6.647	-	6.647
Jaguara	-	-	-	2.892
Diamante	-	-	10.719	-
	-	**71.888**	**10.719**	**74.780**

Em abril de 2017, ocorreu sinistro de uma unidade geradora da UTLA, cuja coberta de lucro cessante, líquida da franquia, foi de R$ 60.063. O recebimento ocorreu em janeiro de 2019. Adicionalmente, em setembro de 2018, ocorreu sinistro em outra unidade geradora da UTLA. Em 2019 houve o reconhecimento da cobertura, líquida da franquia, no valor de R$ 10.719.

Em abril de 2018, ocorreu um sinistro na unidade geradora da Usina Hidrelétrica Jaguara, gerando exposição de lucros cessantes de longo prazo e danos materiais. A unidade sinistrada ficou indisponível até dezembro de 2018. As estimativas de indenizações relativas a danos materiais e lucros cessantes são de R$ 17 milhões e R$ 24 milhões, respectivamente. Desse montante, foi recebido em março de 2019 o valor relativo aos lucros cessantes. O reconhecimento deste montante no resultado ocorrerá simultaneamente aos efeitos de frustração de receita decorrentes do sinistro.

[35] Usina Termelétrica Jorge Lacerda A.
[36] Usina Hidrelétrica São Salvador.
[37] Usina Hidrelétrica Passo Fundo.

NOTA 38 – COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui estes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

	Controladora						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Total
Contratos de conexão	13.265	13.265	13.265	13.265	13.265	81.086	147.411
Contratos de Uso do Sistema de Transmissão	364.634	364.634	364.634	364.634	364.634	1.768.985	3.592.155
Contratos de Uso do Sistema de Distribuição	3.038	3.038	3.038	3.038	3.038	11.394	26.584
Contratos de operação e manutenção	22.283	10.401	5.333	2.701	-	-	40.718
Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório	55.888	37.259	-	-	-	-	93.147
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	7.226	8.672	67.944	83.842
Saldos em 31.12.2019	**459.108**	**428.597**	**386.270**	**390.864**	**389.609**	**1.929.409**	**3.983.857**

	Consolidado						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Total
Contratos de conexão	13.319	13.319	13.319	13.319	13.319	81.913	148.508
Contratos de Uso do Sistema de Transmissão	638.528	638.754	638.754	638.754	638.754	5.644.599	8.838.143
Contratos de Uso do Sistema de Distribuição	31.491	31.491	31.491	31.491	31.491	622.840	780.295
Contratos de operação e manutenção	72.667	67.935	62.867	60.235	57.534	307.558	628.796
Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório	55.888	37.259	-	-	-	-	93.147
Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II	1.207.602	64.351	-	-	-	-	1.271.953
Sistema de Transmissão – Gralha Azul	729.212	662.607	41.609	-	-	-	1.433.428
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	7.226	8.672	93.425	109.323
Saldos em 31.12.2019	**2.748.707**	**1.515.716**	**788.040**	**751.025**	**749.770**	**6.750.335**	**13.303.593**

a) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas CEE e Trairí mantêm contratos de conexão com empresas de transmissão. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

b) Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CEE, Itasa, Jaguara, Diamante e Pampa Sul e os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

c) Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

d) Contratos de operação e manutenção

A Companhia, sua controlada Ferrari e os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

e) Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório

A Companhia mantém contratos com fornecedores para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 e irá resultar em um aumento na capacidade comercial da Usina de 13,9 MW médios.

f) Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II

O Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, iniciou as obras no segundo semestre de 2019. A capacidade instalada do Conjunto será de 361,2 MW distribuídos em 11 SPE. A geração do parque será destinada 100% para o mercado livre. A expectativa é que as primeiras turbinas entrem em operação comercial no início de 2021.

g) Sistema de Transmissão – Gralha Azul

Em 08.03.2018, a Companhia, por meio de suas controladas diretas ECP e EBC, assinou o contrato de concessão referente ao Leilão de Transmissão n° 02/2017, tendo, subsequentemente, firmado contratos para a construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

h) Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no mercado regulado. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente.

i) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2020	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Recursos próprios	4.706	4.864	4.921	4.917	4.917	4.731
Compras	1.376	703	533	374	185	174
Disponibilidade total	6.082	5.567	5.454	5.291	5.102	4.905
Disponibilidade contratada	5.305	4.899	4.523	3.927	3.173	2.688
Distribuidoras	*40,3%*	*43,7%*	*47,3%*	*54,4%*	*67,2%*	*79,4%*
Comercializadoras	*9,0%*	*8,4%*	*7,1%*	*6,3%*	*5,9%*	*4,3%*
Clientes livres	*50,7%*	*47,9%*	*45,6%*	*39,3%*	*26,9%*	*16,3%*
% Contratados	**87,22%**	**88,00%**	**82,93%**	**74,22%**	**62,19%**	**54,80%**

NOTA 39 – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Dividendos destinados por controladas	901.148	662.275	-	-
Juros sobre o capital próprio creditados	354.000	397.000	354.000	397.000
Compensação de fornecedores com redução de capital e dividendos de controladas	193.462	-	-	-
Adoção inicial - IFRS 16/CPC 06 (R2)	21.899	-	139.475	-
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	87.233	6.119	87.233	6.119
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(41.903)	(60.521)	(24.682)	(48.024)
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	(2.926)	-	(2.926)	-
Fornecedores de imobilizado e de intangível	(2.259)	(41.053)	88.677	48.831
Aumento de capital com reservas de lucro e lucro do período	-	2.073.592	-	2.073.592
Aumento de capital em controlada com estoque e imobilizado	-	(562.431)	-	-
Juros e variação monetária capitalizados	-	-	151.931	294.297
Ativos/Passivos não circulantes mantido para venda	-	(48.038)	-	(48.038)

NOTA 40 – EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 18.02.2020, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2019, no montante de R$ 949.744, ou R$ 1,1640046498 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Aprovação de emissão de debêntures pela ENGIE Transmissão

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 31.01.2020, aprovou a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, da ENGIE Transmissão, no valor total de até R$ 500.000, com juros remuneratórios correspondentes a 100% da Taxa DI, acrescida de *spread* de 0,67% a.a., prazo de vencimento de 9 meses a partir da data de emissão e pagamento de principal e juros remuneratórios na data de vencimento. Adicionalmente, foi aprovada a prestação, pela Companhia, de garantia fidejussória no âmbito da emissão representada por fiança corporativa.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Geração

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

Florianópolis, 18 de fevereiro de 2020.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Vice-Presidente

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Paulo Jorge Tavares Almirante
Conselheiro

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Roberto Henrique Tejada Vencato
Conselheiro

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Gustavo Henrique Labanca Novo
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Geração

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Paulo Roberto Keller de Negreiros
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RS-068193/O-2 T-SC

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Nunes Machado, 68,
The Five East Batel – 18º andar
80250-000 - Curitiba - PR
Brasil

Tel.: + 55 (41) 3312-1400
Fax: + 55 (41) 3312-1470
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Engie Brasil Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Engie Brasil Energia S.A. e controladas ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Engie Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Engie Brasil Energia S.A. e controladas em 31 de dezembro de 2019, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro ("International Financial Reporting Standards – IFRS"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board - IASB".

Base para opinião

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 individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, 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.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

© 2020. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

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 individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Reconhecimento de receita

Conforme descrito nas notas explicativas nº 3.p e 31 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a receita da Companhia decorre substancialmente do suprimento e da comercialização de energia elétrica. Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria, em função do volume e da especificidade dos contratos de suprimento de energia, processos que suportam seu reconhecimento, a sua dependência de sistemas e seus respectivos controles internos.

Nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho e da implementação das atividades de controles internos da Companhia relacionados ao processo da Administração para mensurar o montante da receita de suprimento e comercialização de energia elétrica a ser reconhecida, de acordo com os requerimentos contábeis e com as condições contratuais; (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para registro de tais montantes; (iii) testes dos contratos de suprimento e de comercialização de energia, por amostragem, considerando suas especificidades e registro contábil; (iv) teste de recebimento subsequente de faturas, por amostragem; (v) teste sobre as receitas não faturadas, avaliando o processo de estimativa da Administração; e (vi) avaliação para saber se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que o processamento, o registro e o reconhecimento da receita, realizados pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequados no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisões (para litígios)

Conforme divulgado na nota explicativa nº 25 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a Companhia é ré em uma série de processos judiciais relacionados a discussões cíveis, fiscais e trabalhistas, os quais envolvem montantes elevados. Esse assunto foi considerado relevante para a nossa auditoria, uma vez que, na determinação dos montantes a serem contabilizados para fazer frente a esses riscos, bem como dos montantes de riscos possíveis e remotos divulgados nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a Administração aplica um alto julgamento que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia, a análise de jurisprudências e a análise individualizada dos processos.

Para responder a esse principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram: (i) avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na determinação das provisões para referidos riscos; (ii) testes, com o auxílio de nossos especialistas em Tecnologia da Informação, sobre os sistemas informatizados utilizados pela Administração para controlar e avaliar as provisões; (iii) execução de teste da integridade e da exatidão da base de dados utilizada pela Administração, para desenvolvimento das estimativas dos prognósticos de perda dos processos; (iv) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do risco de perda, à fase processual e ao valor envolvido; (v) desafio às premissas e aos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento dessas estimativas; e (vi) avaliação para saber se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas estão apropriadas.

© 2020. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que a mensuração da provisão para litígios, realizada pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequadas no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Aquisição de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG")

Conforme descrito nas notas explicativas nº 1.c e nº 13 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, em junho de 2019, a controlada em conjunto com a Aliança Transportadora de Gás S.A. ("Aliança") adquiriu 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"). A Companhia possuía 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto com a Aliança e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG. Em setembro de 2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança. A partir dessa data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

Ao adquirir o negócio, a Aliança mensurou o valor justo dos ativos adquiridos, incluindo os direitos de exploração dos contratos de autorizações e dos passivos assumidos, bem como o valor justo da contraprestação transferida. A Aliança também mensurou e reconheceu separadamente o ágio.

Esse tema foi considerado um principal assunto em nossa auditoria, pois: (i) o valor envolvido na aquisição da TAG foi material para a auditoria; (ii) a mensuração dos valores justos de ativos, passivos e direitos de exploração dos contratos de autorizações envolve a aplicação de metodologias e premissas de avaliação relevantes, que são complexas e que requerem alto grau de julgamento por parte da Administração e de seus especialistas, tais como taxas de desconto, crescimento das operações, dentre outras premissas; (iii) houve forte interação com a Administração da Companhia na avaliação do tema.

Nossos principais procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação das políticas contábeis aplicadas pela Companhia para reconhecimento e mensuração de combinação de negócios; (ii) a avaliação do contrato que formalizou a combinação de negócios e a análise da documentação-suporte para a transação; (iii) o envolvimento dos nossos especialistas em finanças corporativas para a avaliação das principais premissas e metodologias utilizadas pela Companhia na mensuração e no adequado reconhecimento do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos e do ágio; e (iv) a avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados no teste de reconhecimento e alocação do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos e do ágio, consideramos o reconhecimento da combinação de negócios da TAG adequado, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

© 2020. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, 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 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. Não temos nada a relatar a esse respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

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

Como parte de uma 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:

© 2020. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, 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 e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas 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 suas controladas a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, consequentemente, 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.

© 2020. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

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 do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Joinville, 18 de fevereiro de 2020

Deloitte Touche Tohmatsu
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" SC

Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

© 2020. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

ENGIE Brasil Energia S.A.

CNPJ 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4
Companhia Aberta - Registro CVM nº 1732-9

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia, o(a)s Senhor(a)es Carla Carvalho de Carvalho, Carlos Guerreiro Pinto e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a proposta da Administração sobre a destinação dos lucros relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 para reserva legal; reserva de incentivos fiscais; e distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, com base no relatório dos auditores independentes, a Deloitte Touche Tohmatsu, emitido em 18 de fevereiro de 2020, sobre essas demonstrações contábeis, declaram que os mesmos representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da ENGIE Brasil Energia S.A., em 31 de dezembro de 2019, estando em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro/RJ, 18 de fevereiro de 2020.

Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Presidente

Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro