DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis

Exercícios de

2020 e 2019

ENGIE Brasil Energia S.A.

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

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

ÍNDICE

Relatório da Administração 4
Balanços Patrimoniais 67
Demonstrações dos Resultados 69
Demonstrações dos Resultados Abrangentes 70
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido 71
Demonstrações dos Fluxos de Caixa 72
Demonstrações dos Valores Adicionados 74
Nota 1 - Contexto operacional 76
Nota 2 - Apresentação das demonstrações contábeis 83
Nota 3 - Sumário das principais práticas contábeis 87
Nota 4 - Caixa e equivalentes de caixa 100
Nota 5 - Contas a receber de clientes 100
Nota 6 - Estoques 102
Nota 7 - Títulos e valores mobiliários 102
Nota 8 - Depósitos vinculados 103
Nota 9 - Repactuação de risco hidrológico a apropriar 104
Nota 10 - Depósitos judiciais 105
Nota 11 - Ativo financeiro de concessão 105
Nota 12 - Ativo de contrato 106
Nota 13 - Outros ativos 108
Nota 14 - Investimentos 109
Nota 15 - Imobilizado 122
Nota 16 - Intangível 129
Nota 17 - Fornecedores 134
Nota 18 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros 135
Nota 19 - Empréstimos e financiamentos 148
Nota 20 - Debêntures 155
Nota 21 - Ações preferenciais resgatáveis 159
Nota 22 - Operações de arrendamento 160
Nota 23 - Concessões a pagar 163
Nota 24 - Imposto de renda e contribuição social a pagar 165
Nota 25 - Outras obrigações fiscais e regulatórias 165
Nota 26 - Obrigações trabalhistas 165
Nota 27 - Provisões 166
Nota 28 - Obrigações com benefícios de aposentadoria 172
Nota 29 - Imposto de renda e contribuição social diferidos 178
Nota 30 - Outros passivos 181
Nota 31 - Patrimônio líquido 182
Nota 32 - Dividendos e juros sobre o capital próprio 185
Nota 33 - Conciliação da receita operacional líquida 187
Nota 34 - Detalhamento dos gastos operacionais por natureza 188
Nota 35 - Resultado financeiro 190
Nota 36 - Conciliação dos tributos, no resultado 191
Nota 37 - Transações com partes relacionadas 192
Nota 38 - Informações por segmento 197
Nota 39 - Seguros 198
Nota 40 - Compromissos de longo prazo 200
Nota 41 - Informações complementares ao fluxo de caixa 202

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Nota 42 - Eventos subsequentes 203
Declaração dos Diretores da Companhia 204
Conselho de Administração 205
Diretoria Executiva 205
Departamento de Contabilidade 205
Relatório dos Auditores Independentes 206
Orçamento de Capital 212
Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário 212
Parecer do Comitê de Auditoria Estatutário (CAE) 215
Parecer do Conselho Fiscal 216

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "ENGIE" ou "Companhia") submete para apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2020 e 2019, em conformidade com as práticas contábeis internacionais e as adotadas no Brasil. Acompanham este documento o relatório dos Auditores Independentes e os pareceres do Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2020. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente documento cumpre a exigência da Lei n° 6.404/76 e segue as 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 Relatório, a Companhia publica, ao final de abril, o Relatório de Sustentabilidade, com conteúdo mais abrangente, desenvolvido conforme as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Era abril de 2020 quando lançamos nosso último Relatório de Sustentabilidade. Imersos em um cenário de incertezas, resultante da pandemia do novo coronavírus recém constatada, buscávamos, como reportamos à época, compreender riscos, prever impactos e adaptar nossas atividades. Naquele momento, todos os nossos esforços estavam centrados em assegurar a oferta de energia – essencial à sociedade – e, ao mesmo tempo, proteger as pessoas, garantindo a saúde integral de nossos times e o apoio às comunidades nas quais a Companhia está inserida.

Com base nesses compromissos enfrentamos, juntos, a crise e seus desdobramentos. Fechamos 2020 com receita líquida superior a R$ 12 bilhões, 25% acima de 2019, Ebitda de R$ 6,5 bilhões e lucro líquido de R$ 2,8 bilhões, ambos com crescimento superior a 20% no período. Entre os fatores que colaboraram para a evolução desses números estão a repactuação do risco hidrológico e a contribuição da TAG e do segmento de transmissão, além da combinação das variações de volume de energia vendida e do preço médio líquido de venda. Para além desses fatores, sabemos que os resultados refletem o empenho coletivo para vencer adversidades, expresso no comprometimento exemplar de nossos colaboradores, no apoio de nosso Conselho de Administração e de nosso acionista controlador e na corrente de cooperação formada dentro e fora da Companhia.

Comprovamos, assim, a assertividade de ações estratégicas, estruturadas nos últimos anos, no sentido de tornar a ENGIE Brasil Energia cada vez mais resiliente e conectada ao futuro. Exemplo disso, o processo de digitalização, intensivo desde 2015, foi fundamental para que conseguíssemos, em dois dias, colocar cerca de 70% dos colaboradores em *home office*. Da mesma forma, a operação remota de grande parte de nosso parque gerador ajudou a reduzir riscos e manter o desempenho das usinas. Isso só foi possível porque já contávamos com sistemas e ferramentas adequados, bem como equipes capacitadas e dispostas a ajustar rotinas e processos.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

A busca por soluções para o delicado contexto do setor elétrico, dada a abrupta queda de consumo e o potencial aumento da inadimplência para as distribuidoras, reforçou a necessidade de medidas urgentes no setor. Junto a outros agentes do mercado, debatemos as alternativas de apoio aos elos mais sensíveis da cadeia, trabalhando em soluções que concedessem fôlego às empresas afetadas de forma aguda pela crise. Mais uma vez, a união dos agentes do setor culminou em decisões equilibradas, que impediram um choque ainda maior à atividade produtiva do país, e confirmaram a maturidade regulatória dos atores do setor elétrico brasileiro.

Com recursos assegurados junto ao mercado, nos mantivemos calcados em nossa disciplina financeira e consistente entrega de resultados para cumprirmos os planos de investimentos desenhados para 2020. Seguimos com a implantação de três grandes projetos: o Conjunto Eólico Campo Largo II, no Nordeste, e os Sistemas de Transmissão Novo Estado, no Norte, e Gralha Azul, no Sul. Embora tenhamos enfrentado restrições impostas pela pandemia – e, no caso de Gralha Azul, impasses judiciais relacionados ao licenciamento ambiental, que levaram à paralisação temporária das obras –, fechamos o ano com os planos ajustados para garantir o menor impacto possível sobre os cronogramas.

O ritmo aguerrido das equipes de campo – que mantiveram a excelência operacional com medidas de contingência sendo fielmente executadas para controlar riscos de contágio – foi acompanhado por nossos profissionais das áreas administrativas e de negócios. Além de apoiar as atividades de implantação e operação, esses colaboradores encontraram espaço para inovar, em benefício de diferentes *stakeholders*. Aos clientes do Mercado Livre de Energia, por exemplo, entregamos o E-conomiza, solução dedicada a facilitar a migração de pequenas e médias empresas para o ambiente de contratação livre, e também o Energy Place, uma plataforma digital de relacionamento que permite gerenciar contratos e adquirir energia no curto prazo – tudo de forma online, ágil e segura.

Para os colaboradores, criamos ferramentas que propiciassem a conexão – não apenas com o propósito dos negócios, mas especialmente de uns com os outros. Entre os destaques, os programas dedicados à convivência e à saúde mental incluíram uma série de eventos online, campanhas de engajamento e apoio psicológico. Somadas aos protocolos sanitários adotados, essas ações orientaram nossos times quanto ao retorno gradual voluntário e seguro às atividades nas instalações da Companhia. Contribuíram, ainda, para o aprendizado sobre novos formatos de trabalho, que devem nos acompanhar daqui para frente.

Às comunidades das quais a ENGIE Brasil Energia faz parte, levamos modelos diferentes de apoio. A crise sanitária exigiu priorizar o auxílio imediato aos mais vulneráveis, a fim de suprir o básico para enfrentar a perda de trabalho e renda, e, também, ajudar instituições de saúde na melhoria das condições de atendimento à população. Esses dois eixos guiaram nossas ações de responsabilidade social em meio à pandemia, definindo o destino de mais de R$ 7 milhões. Parte desses recursos veio da Campanha de Solidariedade, que contou com forte participação de nossos colaboradores, reforçando o engajamento comunitário como traço fundamental da cultura da Companhia.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Seguimos dedicados à construção do futuro. O choque mundial causado pela pandemia disparou o alerta para um dilema também global, com o qual estamos conectados diretamente: as mudanças do clima – que tendem a causar impactos econômicos, sociais e ambientais em escala tão ou mais desafiadora quanto a vivenciada em 2020. A perspectiva ratifica a urgência da descarbonização, componente da estratégia de negócios da ENGIE – e um processo absolutamente necessário para assegurar prosperidade a longo prazo. Cientes disso, seguimos priorizando investimentos na geração de energia a partir de fontes renováveis. Iniciaremos em 2021 as obras da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, que agregará 434 MW à capacidade instalada da Companhia, com geração dedicada ao Mercado Livre de Energia.

Em outra frente, daremos sequência ao plano de descarbonização de nossos ativos. A Termelétrica Pampa Sul, no Rio Grande do Sul, terá seu processo de prospecção por compradores retomado. Com relação ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em Santa Catarina, formamos um Grupo de Trabalho especial, que se dedicará a estudar alternativas para o ativo. O estudo inclui a avaliação aprofundada de implicações socioeconômicas, a partir do diálogo com todas as partes interessadas. Estamos confiantes que o compartilhamento dos desafios envolvidos nesse movimento conduzirá a soluções também construídas de forma colaborativa, ao longo dos próximos anos.

Sabemos que transformações necessárias à transição energética seguirão exigindo adaptações do setor de energia, mobilizando agentes públicos e privados. Em 2020, tivemos avanços regulatórios importantes, como a Medida Provisória n° 998, que criou condições para avançar na modernização do setor elétrico no Brasil, tornando-o cada vez mais sustentável e competitivo, e a Lei n° 14.052, que pôs fim à paralisia do mercado de curto prazo, dando solução definitiva aos problemas causados aos geradores hidrelétricos quando da crise hídrica do início da década passada. Esses dois exemplos fortalecem a segurança regulatória do setor, que segue se modernizando, ano a ano. A expectativa de melhoria também se faz presente na evolução dos debates sobre a Nova Lei do Gás, com enorme potencial para dinamizar o setor, e aumentar a integração entre gás e energia elétrica.

Tornar o ambiente mais favorável aos negócios será fundamental para a retomada da economia brasileira, abrindo caminho para o crescimento. A ENGIE Brasil Energia confia plenamente no potencial de desenvolvimento sustentável do país e, como comprovamos no atípico 2020, está preparada para contribuir com a superação dos desafios que se impõem ao futuro, de forma íntegra, corajosa e responsável.

Boa leitura!

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS CONQUISTADOS EM 2020

- **Integrante da Carteira 2021 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 –** pelo 16° ano consecutivo, desde que o ISE foi criado**.**

- **Integrante da Carteira 2021 do Índice Carbono Eficiente (ICO2) da B3** pela primeira vez.

- Pelo segundo ano consecutivo, **Melhor Empresa do Setor de Energia no Prêmio Época Negócios 360°, promovido pela Revista Época Negócios, da Editora Globo.**

- Vencedora do **Troféu Transparência da Associação Nacional Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac)** – na categoria "Empresas com receita líquida acima de R$ 8 bilhões", pela 11ª vez.

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

- **Prêmio Expressão de Ecologia** - categoria energias limpas setor privado - promovido pela 27ª vez pela Editora Expressão, com o projeto "Unidade de Cogeração Lages: um exemplo do potencial transformador da economia circular e geração de energia renovável."

- Presença no ***Ranking*** **da Revista Institutional Investor (Electric & Other Utilities – Latin America),** com as seguintes classificações:
    - ENGIE Brasil Energia: 1ª posição no setor;
    - Melhor CEO: 1ª posição *overall* e *sell-side;*
    - Melhor CFO: 2ª posição *overall* e *sell-side;*
    - Melhor Área de RI*:* 1ª posição *overall* e *sell-side;*
    - Melhor profissional de RI*:* 1ª posição *overall* e *buy-side;*
    - Melhor *Analyst Day:* 1ª posição *overall* e *sell-side;*
    - Melhores métricas ESG: 1ª posição *overall*, *sell side* e *buy side.*

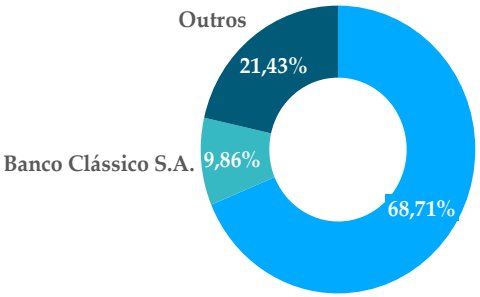
- Destaque na **ALAS20 (Agenda Líderes Sustentables 2020)**, iniciativa latino-americana que avalia práticas voltadas ao desenvolvimento sustentável e à governança corporativa. Entre as companhias brasileiras, a ENGIE Brasil Energia obteve os seguintes reconhecimentos:
    - Categoria "Líderes em relações com investidores": 4ª posição.
    - Categoria "Líderes em sustentabilidade": 3ª posição.
    - Categoria "Líderes em governança corporativa": 3ª posição.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

A COMPANHIA

Presente há 22 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 transporte de gás natural, ao adquirir uma parcela da Transportadora Associada de Gás (TAG). Somados, todos esses empreendimentos mantêm atividades, de forma direta, em 21 estados brasileiros.

Estrutura acionária



Ao final do ano, o capital social da Companhia somava R$ 4.903 milhões, com um total de 815.927.740 ações ordinárias negociadas regularmente na B3. A ENGIE Brasil Energia 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 novas subestações

GERAÇÃO CENTRALIZADA
60 usinas operadas
8.710,5 MW capacidade instalada própria
6,2% da capacidade instalada de geração no país

GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA
2.598 sistemas fotovoltaicos instalados desde 2016, o que corresponde a
53,8 MWp de capacidade instalada

TRADING
Início das operações em 2018
5.893 GWh de energia vendida, o que corresponde a **13,5%** do total comercializado

TRANSPORTE DE GÁS
32,5% de participação da ENGIE Brasil Energia no empreendimento
4.500 km de gasodutos em operação nas Regiões Sudeste, Nordeste e Norte
47% da capacidade de transmissão de gás do país

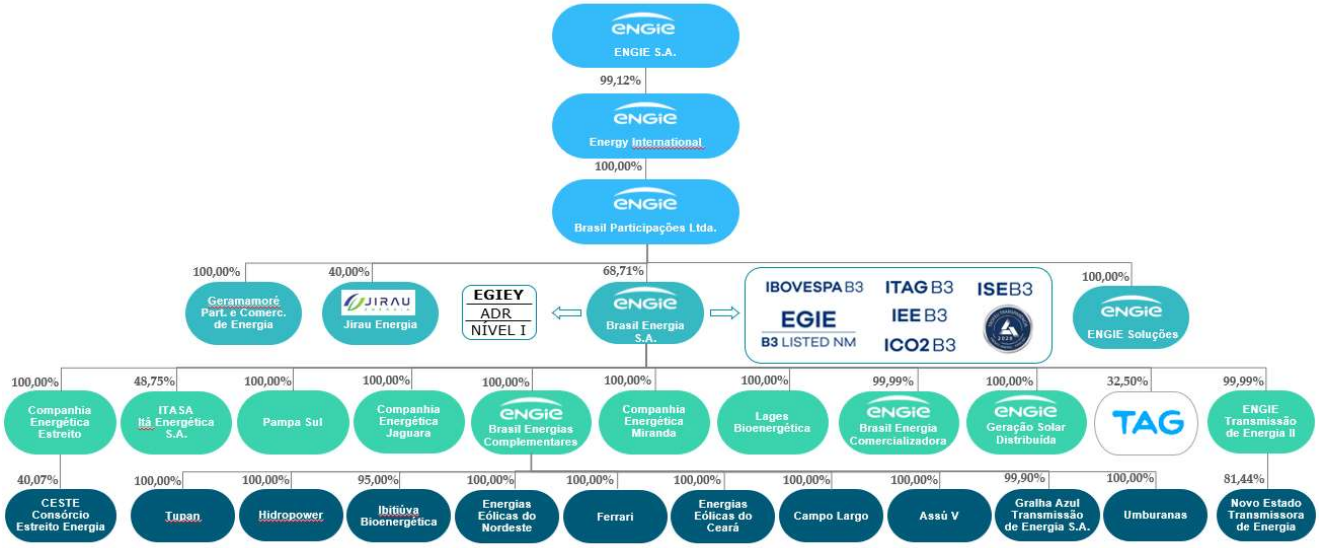
MISSÃO: Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia.
VISÃO: Transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo sustentável.
VALORES: Profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, respeito ao meio ambiente, criação de valor, ética.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Estrutura societária

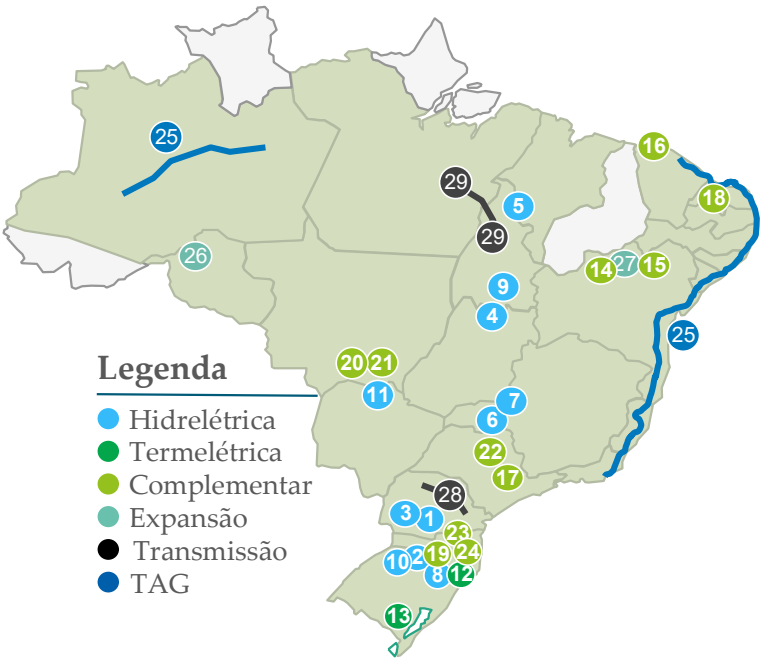
Conforme demonstra o infográfico a seguir, a ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e mantém participações em consórcios concessionários de usinas que compõem seu parque gerador. Em 2020, as principais alterações societárias ocorridas foram o aumento da participação societária na TAG, de 29,25% para 32,5%, e a inclusão da Novo Estado Transmissora de Energia.

Estrutura societária* (em 31.12.2020)



* *Estrutura simplificada*

Portfólio de ativos (em 31.12.2020)



DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Detalhamento dos ativos (em 31.12.2020)

	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]
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%	424,0	341,0	28.12.2047
7	Miranda	408,0	198,2	100%	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[2]	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[3]	Conjunto Umburanas Fase I (Eólico)	360,0	213,3	100%	360,0	213,3	03.08.2050
15[4]	Conjunto Campo Largo (Eólico)	326,7	166,5	100%	326,7	166,5	03.08.2050
16[5]	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	**1.126,9**	**585,1**		**1.116,8**	**579,8**	
	Total geral	**10.431,2**	**5.918,0**		**8.710,5**	**4.970,9**	

	Gasodutos	Extensão	Proprie-dade	Estações de Compressão	Vencimento da concessão/ autorização
25	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500 km	32,5%	11	De 2039 a 2041

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Expansão - Geração	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
26[6]	Jirau (Hidro)	3.750,0	2.212,6	40%	1.500,0	884,6	13.08.2043
27	Conjunto Eólico Campo Largo II (Eólico)	361,2	192,5	100%	361,2	192,5	10.12.2054

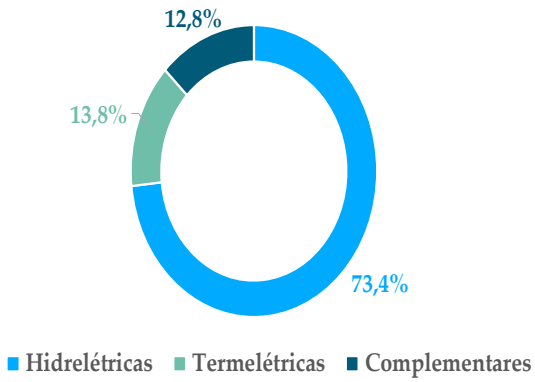
	Expansão - Transmissão	Extensão	Proprie-dade	Subestações	Vencimento da concessão/ autorização
28	Gralha Azul	1.000 km	100%	5	03.2048
29	Novo Estado	1.800 km	100%	1	03.2048

(1) Não considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei nº 14.052/2020.
(2) Complexo composto por 3 Usinas.
(3) Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
(4) Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
(5) Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
(6) A transferência da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na Usina Hidrelétrica Jirau para a Companhia deverá ser avaliada oportunamente.

Geração centralizada

Em 31.12.2020, 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 para operar. Assim, a capacidade instalada total própria, ao final de 2020, era de 8.710,5 MW, em uma matriz formada, predominantemente, por fontes renováveis (86,2% do total).

Matriz energética da ENGIE Brasil Energia – capacidade instalada própria



Em decorrência do compromisso da Companhia com a descarbonização de seu portfólio, o estudo de alternativas para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e para a Usina Termelétrica Pampa Sul (RS) seguiu em curso, incluindo sondagens de mercado, ainda sem desfecho. Com relação ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, um Grupo de Trabalho, composto por profissionais de diversas áreas, foi formado para melhor articular esse processo junto a autoridades, parceiros comerciais e comunidade. A Termelétrica Pampa Sul, por sua vez, terá sondagens comerciais para venda intensificadas em 2021 – um processo que estava em ritmo menos acelerado até então em virtude das atividades de construção e testes operacionais do ativo.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Transporte de gás

A Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) é a maior transportadora de gás natural do Brasil, responsável por uma infraestrutura que inclui 4.500 km de gasodutos de alta pressão. Essa malha se estende pelo litoral das Regiões Sudeste e Nordeste, além de um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios.

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

Em julho de 2020, a ENGIE Brasil Energia adquiriu em conjunto com os atuais sócios – uma subsidiária da ENGIE S.A. e Caísse de dépôt et placement du Quebec (CDPQ) – pelo valor de R$ 1.006,7 milhões, a participação acionária minoritária de 10% que ainda pertencia à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), passando, a Companhia, a deter 32,5% das ações da TAG.

Estrutura societária - TAG



A presença da Companhia no segmento de gás natural brasileiro está alinhada à estratégia global do Grupo ENGIE de liderar a transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala. Assim, os gasodutos da TAG contribuem para a diversificação e a descarbonização do mix energético no país.

Os serviços oferecidos pela TAG estão significativamente contratados – cerca de 99% – por um prazo médio de 10 anos, por meio de contratos vigentes com a Petrobras.

Detalhamento dos contratos da TAG

Gasoduto	Extensão (km)	Maturidade do contrato	Término da autorização	Volumes contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov/33	mar/39	30,3	41,5%	IGPM/CPI/FX
Malha NE	2.000	dez/25	mar/39	21,6	22,0%	IGPM
Pilar-Ipojuca	200	nov/31	nov/41	15,0	6,0%	IGPM
Urucu-Coari-Manaus	800	nov/30	nov/40	6,7	30,5%	IGPM/IPCA
Lagoa Parda-Vitória	100	Em negociação	mar/39	0,7	0,0%	IGPM
Total	**4.500,00**			**74,3**	**100,0%**	

** Podem ocorrer variações na representatividade da receita entre os contratos.*

Geração solar distribuída

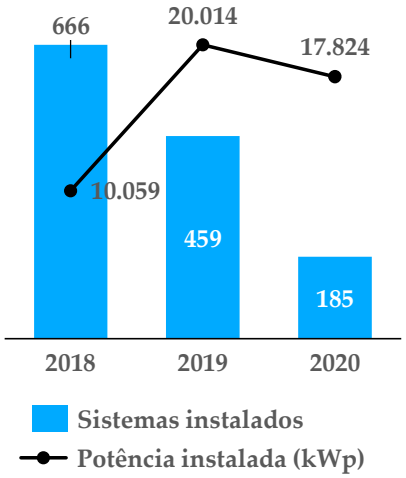
A ENGIE Brasil Energia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD"). A presença nesse segmento constitui um movimento estratégico, que contribui para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Assim, a solução oferecida ao mercado pela Companhia é completa: da avaliação de viabilidade até a manutenção do sistema instalado, passando pelo desenho do projeto, a interface com a concessionária e o monitoramento da performance. Em 2020, destacaram-se os projetos de geração remota, nos quais a EGSD realiza os investimentos e aluga a infraestrutura implantada para os clientes (projetos *asset-based*).

Voltada ao segmento B2B, essa modalidade de contratação correspondeu a 92% da potência comercializada no ano, fortalecendo o relacionamento da Companhia com grandes empresas – o que ajuda a consolidar a estratégia do Grupo. Desde o início de suas operações, a EGSD alcançou a marca de 2.598 sistemas implantados, somando 53,8 MWp de capacidade instalada.

Número de sistemas e potência instalada



GOVERNANÇA CORPORATIVA

Ética e integridade pautam a condução dos negócios e das relações na ENGIE Brasil Energia, que se empenha em assegurar os direitos dos acionistas, a transparência de suas ações e a mitigação de riscos, com vistas ao crescimento sustentável. Para tanto, 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 rigorosas, que ampliam os direitos de investidores minoritários.

Ao longo de 2020, seguimos trabalhando na adaptação às mudanças no regulamento do Novo Mercado. Nesse sentido, o Conselho de Administração instalou, em maio, o Comitê de Auditoria – composto por três membros, dos quais dois independentes – para assessorar os conselheiros em questões relacionadas a gestão dos riscos, ética, controles internos, *compliance* e auditorias interna e externa, conforme sugerem as diretrizes mais recentes do Novo Mercado.

Em complemento, foi ratificada a certificação ISO 37001 da ENGIE Brasil, que avalia os requisitos e fornece orientação para estabelecer, implementar, manter, revisar e melhorar o sistema de gestão antissuborno corporativo.

Anualmente, a Companhia publica o Informe sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa, no qual divulga quais os princípios e práticas de governança previstas no documento são seguidos pela ENGIE Brasil Energia – os não aplicados são justificados, conforme o princípio "pratique ou explique". O Informe está disponível em nosso website – www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/. Cabe destacar, ainda, que o Código apoia a evolução contínua das práticas de governança da Companhia, sendo analisado regularmente pelo Conselho de Administração, como forma de monitoramento e reflexão quanto à conduta corporativa.

Políticas e diretrizes de gestão

Nossos valores e cultura organizacional são detalhados em códigos e políticas – validados pelo Conselho de Administração – e orientam os negócios e o relacionamento junto aos diferentes públicos com os quais interagimos.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Publicadas em nosso website, as Políticas e Códigos compartilhados com nossa cadeia de valor 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 os 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 a tomada de risco razoável em termos legais, aceitável e economicamente viável.
- *Políticas de Indicação, de Remuneração e Avaliação de Conselheiros, Diretores e Membros dos Comitês:* publicadas em 2019, conferem maior transparência às atividades e procedimentos da Alta Gestão da Companhia.
- *Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais*: Acompanhando a Lei nº 13.709/2018, conhecida como Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD) e o Regulamento Europeu UE 2016/679, estabelece princípios, padrões e responsabilidades sobre uso e armazenamento seguro de informações pessoais ou corporativas as quais a Companhia tem acesso a partir de suas interações.

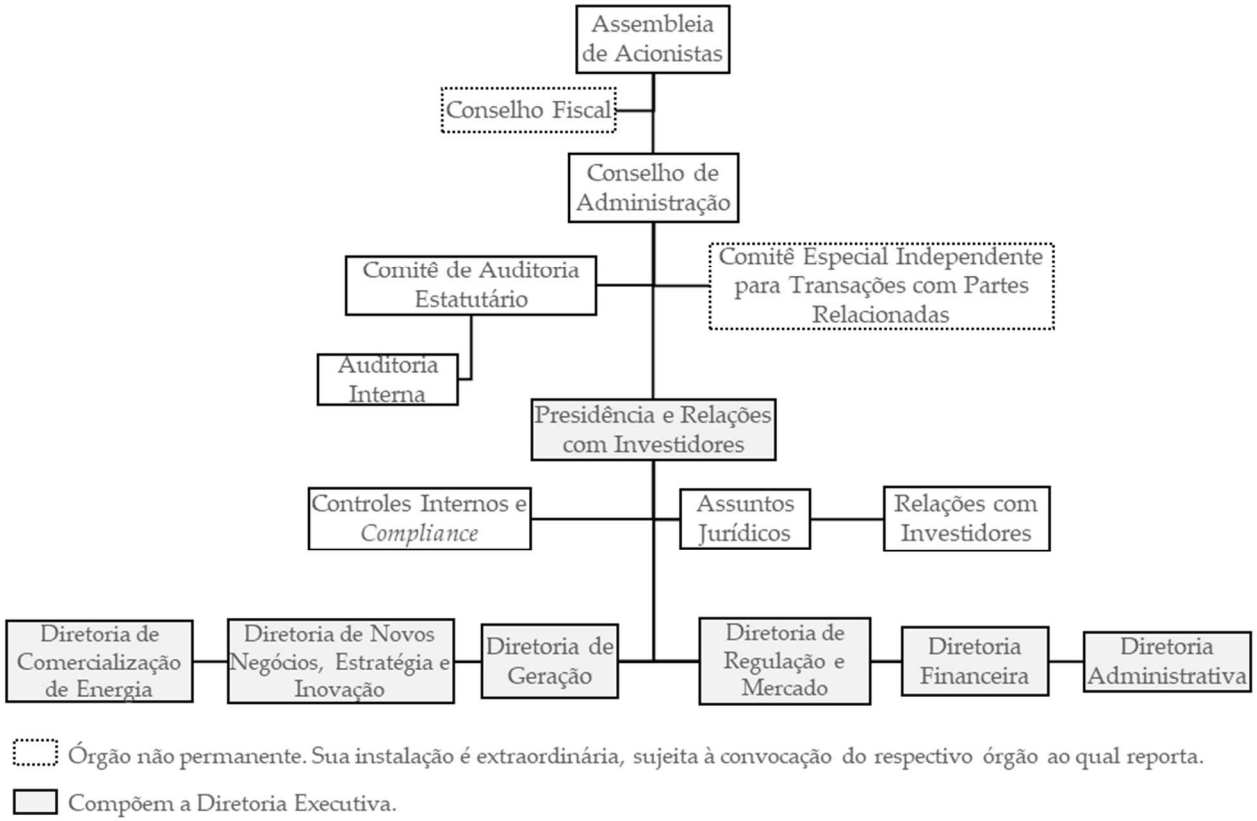
Todas as Políticas mencionadas podem ser acessadas no link:
https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/estatuto-social-codigos-e-politicas/.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Organograma da Administração (em 31.12.2020)



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. O atual Conselho tomou posse em 28 de abril de 2020 para um mandato de dois anos. Em linha com os compromissos de ampliação da diversidade em todas as esferas, duas mulheres foram eleitas para integrar o órgão, pela primeira vez. Também se ampliou de dois para três o número de conselheiros independentes.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Conselho de Administração (em 31.12.2020)

Titulares	Suplentes
Maurício Stolle Bähr *Presidente*	***Gustavo Henrique Labanca Novo***
Paulo Jorge Tavares Almirante *Vice-presidente*	Raphael Vincent Philippe Barreau
Adir Flávio Sviderskei *Representante dos colaboradores*	Rubens José Nascimento *Representante dos colaboradores*
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
Karin Koogan Breitman *Conselheira **independente***	Manoel Arlindo Zaroni Torres *Conselheiro independente*
Manoel Eduardo Lima Lopes *Conselheiro **independente** e **representante dos minoritários***	Raquel da Fonseca Cantarino *Conselheira independente e representante dos minoritários*
Paulo de Resende Salgado *Conselheiro **independente***	Antonio Alberto Gouvêa Vieira *Conselheiro independente*
Richard Jacques Dumas	Leonardo Augusto Serpa
Simone Cristina de Paola Barbieri	Pierre Jean Bernard Guiollot

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é um órgão colegiado não integrante da Administração, independente de quaisquer outros órgãos, ao qual cabe representar os acionistas, acompanhando a ação dos administradores, a fim de verificar o cumprimento de seus deveres legais e estatutários. Dentre suas atribuições estão opinar sobre o Relatório Anual da Administração, Demonstrações Financeiras e propostas corporativas a serem submetidas à Assembleia Geral, relativas à modificação do capital social, emissão de debêntures ou bônus de subscrição, planos de investimento ou orçamentos de capital, distribuição de dividendos, transformação, incorporação, fusão ou cisão. A implementação anual do Conselho está condicionada à exigibilidade dos acionistas, conforme prevê a Lei das Sociedades por Ações.

Conselho Fiscal (em 31.12.2020)

Titulares	Suplentes
Waltamir Barreiros	Manuel Eduardo Bouzan de Almeida
Carlos Guerreiro Pinto	Vespasiano Pinto Salerno
Milre Felix Neto ***Representante de acionistas minoritários***	Anderson Paiva Martins *Representante de acionistas minoritários*

Comitê de Auditoria

De caráter permanente, o Comitê de Auditoria assessora o Conselho de Administração com as seguintes funções: opinar sobre a contratação e destituição dos serviços de auditoria independente; avaliar as demonstrações financeiras; acompanhar as atividades da auditoria interna e da área de controles internos; analisar e monitorar as exposições de risco e avaliar, monitorar e recomendar à Administração a correção ou aprimoramento de políticas corporativas. Deve ser composto por, no mínimo, três membros, todos designados pelo Conselho de Administração, sendo ao menos um deles conselheiro de administração independente e outro com reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária. O atual Comitê de Auditoria tomou posse em 14 de maio de 2020 para um mandato de dois anos.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Comitê de Auditoria (em 31.12.2020)

Membros
Paulo de Resende Salgado *Membro Independente do Conselho de Administração e* ***Coordenador do Comitê De Auditoria***
Manoel Eduardo Lima Lopes *Membro Independente do Conselho de Administração*
Carla Carvalho de Carvalho

Auditoria Interna

Atividade independente e objetiva, tem caráter consultivo, com foco na avaliação tempestiva para adicionar e proteger valor da Companhia, aprimorando suas operações. Estruturalmente, constitui uma Unidade Organizacional que se reporta ao Conselho de Administração, por meio do Comitê de Auditoria, e, também, ao Diretor-Presidente da ENGIE Brasil Energia. Tanto a designação quanto a destituição do Gerente da Auditoria Interna devem ser submetidas à análise e à manifestação do Comitê de Auditoria.

Diretoria Executiva

Eleita em Assembleia Geral, a partir da designação do Conselho de Administração, a Diretoria Executiva atua na forma de colegiado, com abordagem matricial de temas. Além do Diretor-Presidente, a quem cabe coordenar e orientar as atividades dos demais, outros seis diretores atuam na execução das estratégias definidas pelos conselheiros.

Em 2020, Luciana Moura Nabarrete, anteriormente Gerente da Unidade Organizacional Tecnologia da Informação e Digitalização, assumiu o cargo de Diretora Administrativa, em substituição a Júlio César Lunardi – destacado para atuar no projeto do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Assim, Luciana tornou-se a primeira mulher a integrar a Diretoria, fortalecendo o compromisso da Companhia de ampliar a diversidade em todo o quadro funcional.

Diretoria Executiva (em 31.12.2020)

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
Luciana Moura Nabarrete	Diretora Administrativa
Marcelo Cardoso Malta	Diretor Financeiro
Marcos Keller Amboni	Diretor de Regulação e Mercado

Como fato subsequente aos relatados nesta publicação, em Assembleia de Acionistas ocorrida em janeiro de 2021 foi aprovado o desmembramento da Diretoria de Geração em duas: a Diretoria de Operação (DO), responsável pelas atividades de gestão, engenharia, operação e manutenção dos ativos de geração e transmissão, a ser ocupada por José Luis Jansson Laydner, e a Diretoria de Implantação (DI), dedicada aos projetos em implantação, tendo como diretor Márcio Daian Neves, que anteriormente ocupava a Gerência do Sistema de Transmissão Gralha Azul (em construção).

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Ética e integridade

Alinhados ao princípio de integridade, o Código de Ética e a Política de Combate à Corrupção e Suborno definem as diretrizes orientadoras das relações estabelecidas entre a ENGIE Brasil Energia e os diversos públicos com os quais interage. Em complemento, são disponibilizados a administradores e colaboradores guias com abordagens específicas, como o Procedimento de Brindes e Hospitalidades, o Guia de Relacionamento com Consultores de Negócios, o Guia de Ética nas Relações com Fornecedores e a recém lançada Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais.

Para fortalecer a cultura de *compliance*, contamos, ainda, com práticas regulares de prevenção e verificação de situações de risco e fatos impróprios, como processos de *due diligence*, auditorias, treinamentos e ações de conscientização, disposições contratuais e um programa de controle interno das atividades da Companhia. Em 2020, todos os colaboradores passaram por capacitação e reciclagem em preceitos éticos, subdivididos em quatro trilhas de conhecimento: (i) Nosso Grupo, Nossa Ética, (ii) Proteção de Dados Pessoais e Política de Privacidade e Dado Pessoais, (iii) Fraude, Corrupção e Tolerância Zero e (iv) Direitos Humanos. Uma quinta trilha, sobre Direito de Concorrência, foi oferecida em caráter não mandatório.

Dúvidas ou denúncias éticas

A Companhia mantém, desde 2019, um canal externo de reporte ou denúncias relacionadas a questões éticas, que complementa as plataformas internas dedicadas ao tema. O acesso se dá por meio do site https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil ou do telefone 0800 580 2586 (ligação gratuita).

Todas as situações relatadas são 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, buscamos nos manter à frente desse processo no Brasil. Como grande operadora de infraestruturas em energia no país e no mundo, a Companhia mantém posição privilegiada para liderar essa transformação.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Com base nessa premissa, a estratégia corporativa pode ser sintetizada 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.
- Proximidade com clientes, por meio de ofertas customizadas para diferentes perfis de demanda e consolidação de parcerias.

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

Vantagens competitivas

A competitividade da ENGIE Brasil Energia está ancorada na combinação entre essencialidade das operações, expertise setorial, solidez financeira, dinamismo de mercado e boas práticas de gestão. A seguir, destacamos os desdobramentos e vantagens desses aspectos:

- *Setor fundamental:* o setor energético é estratégico ao desenvolvimento do país, por prover insumo fundamental à produção e à grande parte das atividades cotidianas da sociedade. Isso garante maior previsibilidade de receita e investimentos, visto que os projetos apresentam alto potencial de financiamento.
- *Liderança:* a Companhia é a maior produtora privada de energia do Brasil e sua controladora figura como maior produtora independente no mundo, o que reforça sua posição de referência, alavancando oportunidades de negócio.
- *Inteligência comercial*: a ENGIE Brasil Energia mantém altos níveis de contratação no longo prazo, reduzindo a exposição às oscilações do mercado em períodos mais curtos. Além disso, seu portfólio de vendas é balanceado entre clientes livres, de diferentes setores, e clientes regulados (distribuidoras).
- *Previsibilidade do fluxo de caixa:* os acordos comerciais, sejam de energia ou transporte de gás, possuem indexação e prazos alongados. A base de geração hídrica, com diversificação em fontes complementares, agrega maior segurança e previsibilidade.
- *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.

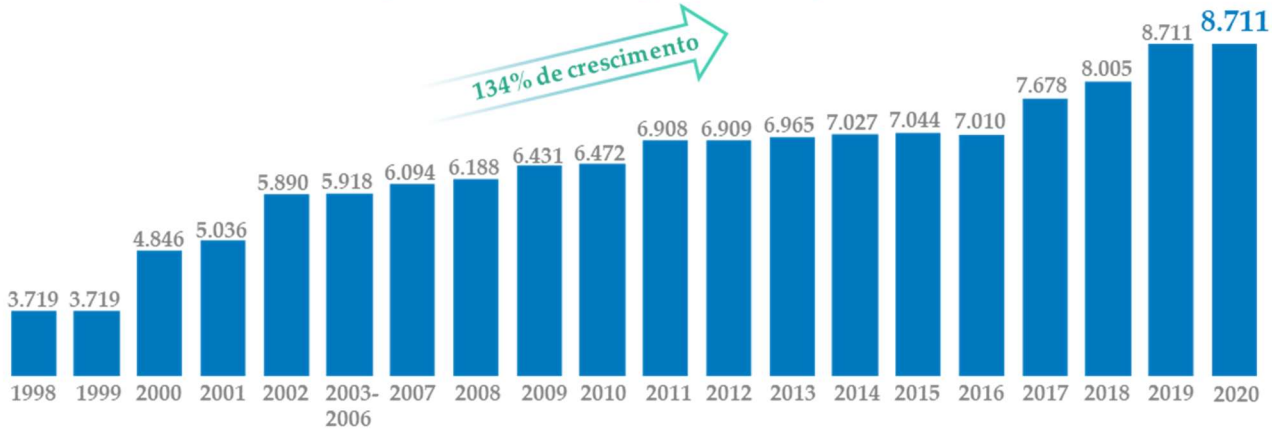
DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- *Classificação de risco diferenciada:* a Fitch Ratings atribui à ENGIE Brasil Energia *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 perfil diversificado e amplo conhecimento do setor, 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 tornaram a expansão da Companhia um dos elementos centrais da estratégia do negócio. Assim, a ENGIE Brasil Energia cresce de forma sustentável, mantendo altas taxas de retorno e aceitando riscos adequados ao perfil da organização.

Evolução da capacidade instalada própria em operação (em MW)



Usina Hidrelétrica Jirau

A Energia Sustentável do Brasil S.A. – que passou a se chamar Jirau Energia em janeiro de 2021 – é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, 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.

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 Jirau Energia, 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.

No acumulado do ano, a geração registrada pela Usina foi de 1.721,8 MW médios, 10,6% abaixo dos 1.926,4 MW médios de 2019, com fator de disponibilidade (FID) de 99,7%.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Conjunto Eólico Campo Largo II

Ao longo de 2020, a Companhia deu seguimento às atividades de implantação da Fase II do Conjunto Eólico Campo Largo, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, Bahia. O desenvolvimento dessa fase soma 361,2 MW de capacidade instalada e 192,5 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R$ 1,6 bilhão.

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 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 ENGIE Brasil Energia ultrapassará a marca de 1 gigawatt (GW) na região. A energia de Campo Largo II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Todas as licenças de instalação para as 11 centrais que compõem o projeto foram obtidas, liberando as atividades em todas as áreas do empreendimento, e as licenças de operação para os primeiros parques já foram requeridas. O contrato de financiamento do empreendimento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) foi assinado em 27 de abril de 2020.

Ao final de 2020 permaneciam em andamento as obras civis, a instalação das redes de média tensão – que conectam os aerogeradores à subestação coletora – e a fabricação, entrega e montagem dos aerogeradores. Foram concluídas as obras de ampliação da subestação coletora e também se iniciou o comissionamento dos aerogeradores – os dois primeiros já receberam autorização para testes operacionais. Assim, o avanço geral da obra atingiu a marca de 72,4%. A entrada em operação comercial dos primeiros parques está prevista para fevereiro de 2021, e os últimos para o terceiro trimestre de 2021.

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I

Com capacidade instalada total de 434 MW, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016, foi emitida a licença prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável, sendo que em junho de 2020, foi protocolado no Idema a solicitação de licença de instalação.

Como fato subsequente aos relatados nesta publicação, em janeiro de 2021, a ENGIE assinou com a Siemens Gamesa o contrato de fornecimento dos aerogeradores, o que viabilizou o início da implantação da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho, que irá atender clientes do mercado livre com 434 MW de capacidade instalada, tendo investimento previsto da ordem de R$ 2,2 bilhões e geração de cerca de mil empregos na região.

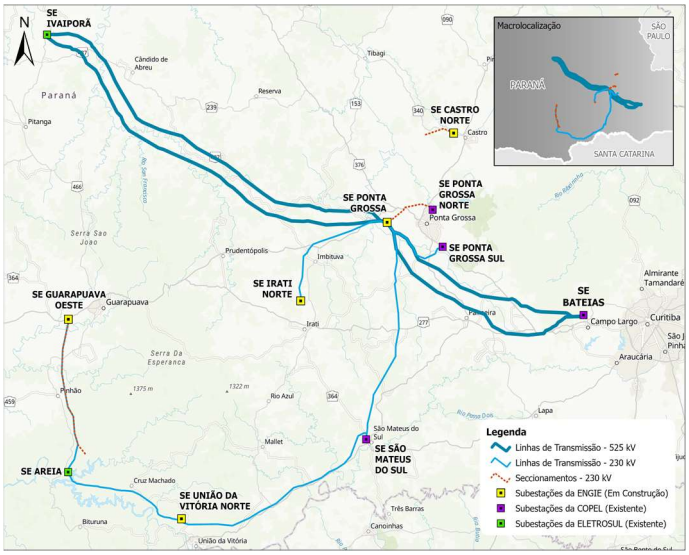
DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Sistema de Transmissão Gralha Azul

Em 15 de dezembro de 2017, a ENGIE Brasil Energia arrematou no Leilão de Transmissão n° 02, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de mil quilômetros de extensão, localizados no Paraná. O projeto marcou o ingresso da Companhia no segmento de transmissão de energia no país. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia 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, com prazo limite para início da operação da linha de transmissão em 9 de março de 2023.

O contrato de financiamento do empreendimento foi assinado junto ao BNDES em 30 de março de 2020.

Localização – Gralha Azul (Paraná)



Em 15 de outubro de 2020, a Companhia foi informada de uma decisão liminar, emitida pela Justiça Federal, proferida no âmbito de uma Ação Civil Pública (ACP), suspendendo as licenças ambientais das linhas de transmissão do Trecho Ivaiporã – Ponta Grossa C1 e C2 e do trecho Ponta Grossa – Bateias C1 e C2. No dia seguinte, a ENGIE Brasil Energia foi citada em uma segunda ACP, dessa vez em processo ajuizado pelo Ministério Público Federal e Estadual do Paraná, buscando suspender a integralidade das obras, e todas as licenças e autorizações emitidas pelo Instituto Água e Terra (IAT), órgão responsável pelo processo de licenciamento.

Cabe ressaltar, nesse contexto, a manifestação, tanto do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (Ibama) quanto do IAT, sobre a conformidade do processo de licenciamento ambiental do empreendimento. Em total consonância com a legislação vigente, o projeto inclui a execução de 17 programas ambientais dedicados a reduzir, controlar e compensar impactos ambientais decorrentes das obras. Esses programas contemplam monitoramento de flora, fauna e resgate de sementes, identificação e monitoramento arqueológico, educação ambiental, supervisão da construção, comunicação social, recuperação de áreas degradadas e gestão ambiental, entre outros aspectos. Esforços adicionais vêm sendo adotados pela Companhia para reduzir a supressão das espécies nativas e ameaçadas, a qual, quando inevitável, é realizada de forma controlada e responsável, minimizando também esse impacto.

Entre as ações desenvolvidas para preservar o maior número de espécies, em toda a extensão do Sistema de Transmissão, estão o desvio do traçado das áreas sensíveis – como Reservas Particulares de Patrimônio Natural (RPPN) e Unidades de Conservação de Proteção Integral –, o alteamento das torres e o uso de drones para o lançamento dos cabos, além da adoção de torres autoportantes em áreas de vegetação nativa. Tais esforços permitiram reduzir a supressão a apenas 2,2% da área de influência das linhas e subestações que integram o projeto.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Todos os impactos oriundos do projeto, incluindo a supressão de vegetação, são objeto de compensações ambientais e de reposição florestal, com iniciativas que ultrapassam o previsto na legislação vigente. Somam-se às medidas compensatórias aquelas de caráter voluntário, desenvolvidas em alinhamento às políticas de sustentabilidade da Companhia, como a doação de 3,5 mil mudas de árvores de espécies nativas, o apoio a projetos de conservação da fauna e flora e o plantio do dobro da área efetivamente desmatada – conforme previsto nas Autorizações de Supressão de Vegetação (ASV), a obrigatoriedade seria recuperar área igual a efetivamente suprimida –, além do plantio de três araucárias para cada uma que venha a ser suprimida, o que totalizou, até o fim do ano, 2,8 mil mudas de araucárias plantadas.

Como resultado dos esforços da Companhia em demonstrar a robustez do processo de licenciamento ambiental do projeto, além das medidas compensatórias desenvolvidas em caráter voluntário, foi revogada em 9 de dezembro de 2020 pelo Superior Tribunal de Justiça (STJ) a decisão liminar emitida pela Justiça Federal em outubro (acima mencionada), permitindo, assim, a retomada das atividades de implantação.

Ao final do ano, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 75% de avanço geral, com as obras civis e a montagem eletromecânica das linhas de transmissão e subestações atendendo ao cronograma previsto no contrato de concessão. Permanece inalterada a estimativa de redução do prazo de implantação do empreendimento para setembro de 2021, com antecipação de 18 meses em relação ao prazo limite.

A expectativa de redução no investimento em relação ao previsto pela Aneel permanece em cerca de 15%, o que viabilizou a oferta de uma tarifa de transmissão mais barata para os consumidores do país e, em especial, aos do Paraná.

Novo Estado Transmissora de Energia

Em dezembro de 2019, a Companhia, por meio de sua controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., atualmente denominada Novo Estado 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 Brazil Participações S.A. – vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. O fechamento da operação ocorreu em 3 de março de 2020, de modo que em 29 de maio de 2020 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo ao respectivo contrato de concessão, consolidando a transferência de titularidade.

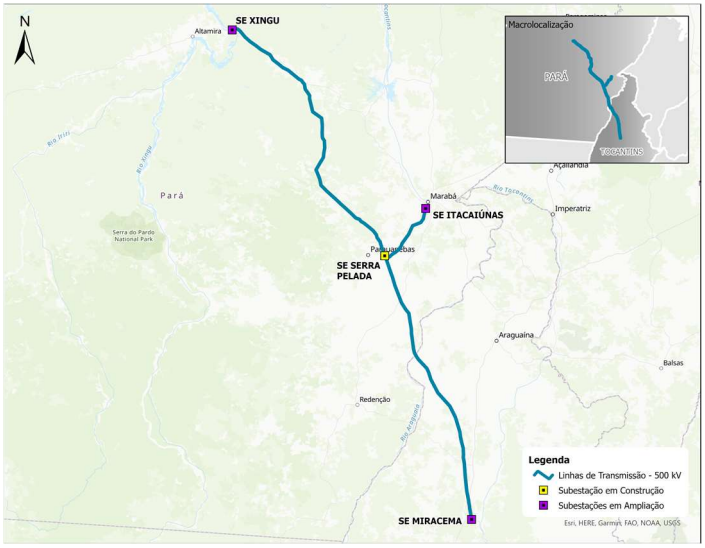
O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1,8 mil quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. A Licença de Instalação do empreendimento foi emitida pelo Ibama.

A mobilização das principais empresas executoras do projeto teve início em março de 2020. As atividades foram iniciadas em abril, nos canteiros, e em maio começaram as obras civis.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em 26 de junho de 2020 foi assinado contrato de financiamento junto ao BNDES. Posteriormente, em 19 de agosto de 2020, foi firmado contrato junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), com o objetivo de financiar parte da implantação do projeto.

Localização – Novo Estado (Pará e Tocantins)

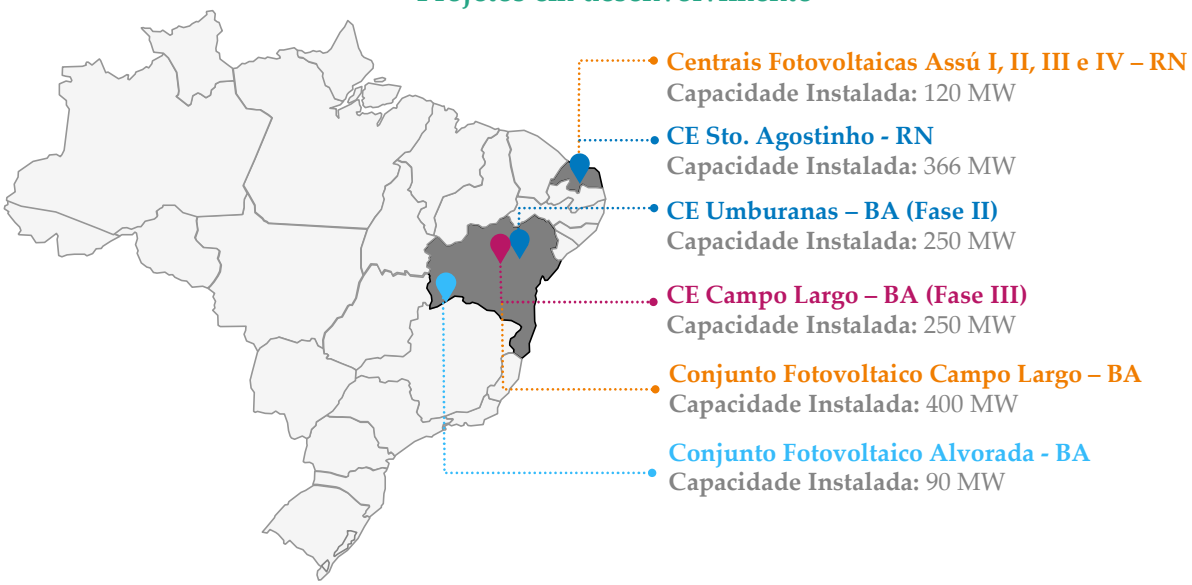


Ao final do ano, cerca de 6 mil profissionais estavam mobilizados para a construção. Foram concluídas 60% das fundações das torres e 16% delas já foram integramente montadas. No quarto trimestre foi iniciado o lançamento dos cabos das linhas de transmissão, tanto no trecho da LT Xingu - Serra Pelada quanto no trecho da LT Serra Pelada - Miracema. A obra da subestação Serra Pelada estava em fase avançada de execução de obras civis, com avanço geral de 36%, e as demais ampliações de subestações também estavam em andamento. O prazo limite para início da operação dos sistemas de transmissão é 9 de março de 2023, mas a previsão da Companhia é antecipar essa data para dezembro de 2021.

Projetos em desenvolvimento

Atualmente, a Companhia mantém em portfólio diversos projetos em fase de desenvolvimento, conforme ilustrado a seguir:

Projetos em desenvolvimento



Dinamismo comercial e na gestão de portfólio

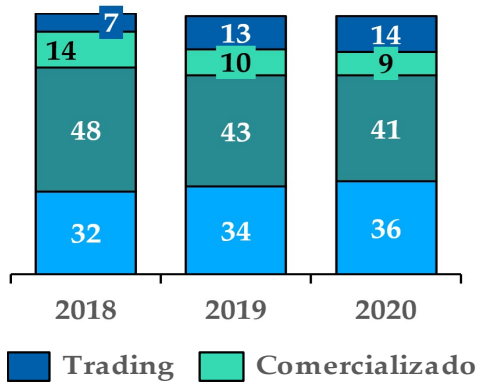
A Companhia comercializa energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de leilões organizados pela Aneel, quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), com contratos firmados diretamente com empresas ou comercializadoras.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

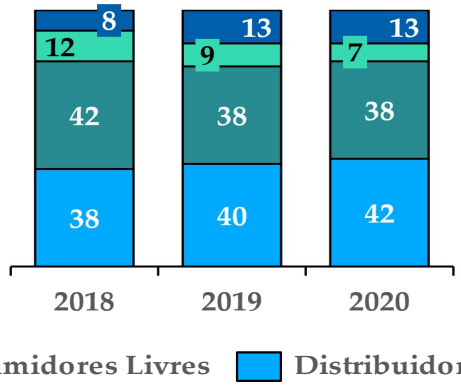
Nossa estratégia de gestão da comercialização de energia no Mercado Livre se baseia em dois importantes diferenciais: a gestão do portfólio de energia e a dinâmica comercial adotada. Aliados, ambos permitem conquistar resultados superiores, pois poucos *players* reúnem as mesmas características – resultantes 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.

No ano analisado, os consumidores livres representaram 41,5% das vendas físicas e 37,6% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), quedas de 1,6 p.p. e 0,7 p.p., respectivamente, em comparação a 2019.

Participação de clientes nas vendas físicas (%)



Participação de clientes nas vendas contratadas que compõem a receita operacional líquida (%)

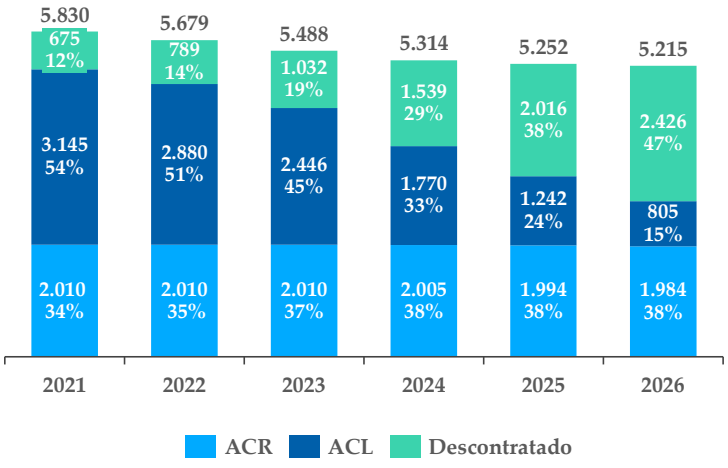




A redução da participação de consumidores livres nas vendas físicas e na receita operacional líquida ocorreu, essencialmente, por redução de consumo por parte dos clientes industriais, afetados pela pandemia da Covid-19, decréscimo parcialmente atenuado pelas migrações de perfil entre comercializadoras e consumidores livres. Já o impacto na receita operacional líquida foi parcialmente atenuado por novas contratações com preços médios superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em 31.12.2020, apresentamos no gráfico ao lado a síntese do balanço de energia da Companhia.

Balanço de Energia (% do total; em MWm)

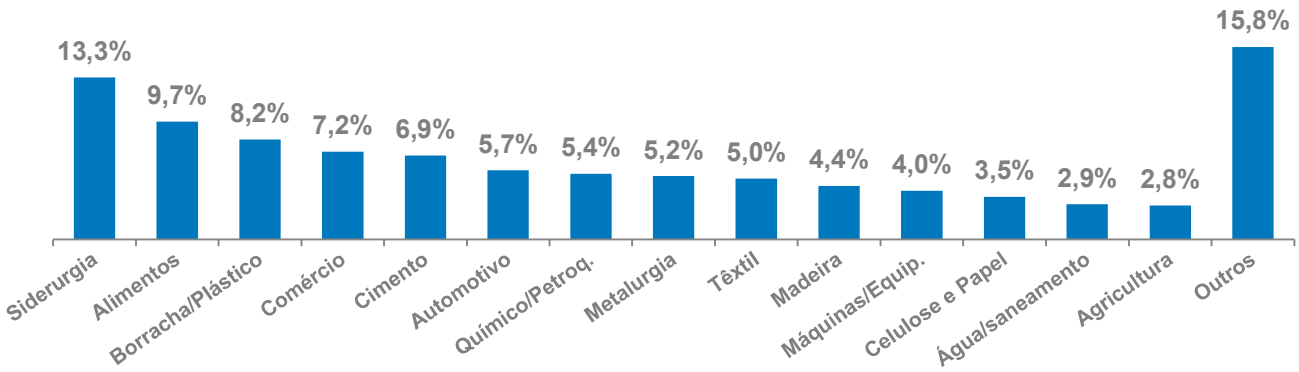


A gestão do portfólio possibilita à ENGIE Brasil Energia minimizar o risco de exposição de curto prazo. Isso evita o pagamento de valores elevados na energia quando a geração hidrelétrica apresenta déficit – o que tem ocorrido com frequência nos últimos anos.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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

Diversificação do portfólio de clientes



Assim, a Companhia figura como líder em comercialização de energia no Mercado Livre, adaptando-se a diferentes cenários para capturar as oportunidades geradas pela ampliação desse mercado e às novas modalidades de relacionamento. Ao todo, foram registrados contratos com 720 clientes livres em 2020, alta de 15,9% frente a 2019, quando eram 621. De acordo com a última pesquisa de satisfação realizada junto a esse grupo, no último trimestre de 2020, 92,5% dos clientes disseram estar satisfeitos ou muito satisfeitos com a ENGIE Brasil Energia.

Além de energia de fontes renováveis, a Companhia possui outras ofertas correlacionadas, como produtos e serviços em geração solar distribuída e soluções para neutralização, compensação ou redução de emissões de carbono. Exemplo recente nesse sentido foi a parceria estabelecida com a Natura, indústria de cosméticos, para a venda de créditos de carbono que compensarão 100 mil toneladas de gases de efeito estufa emitidos. Outro marco relevante no tema foi a confirmação, pelas Organização das Nações Unidas (ONU), que o projeto de créditos de carbono do Conjunto Eólico Campo Largo II (361,2 MW) foi registrado como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Em construção, o empreendimento contribuirá com uma média anual de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da ordem de 790 mil toneladas de CO_2e ao ano. Esse é o 23º projeto de MDL da ENGIE registrado no mundo, e o 10° da ENGIE Brasil Energia.

Buscando inovar no atendimento ao Mercado Livre, lançamos em julho de 2020 o E-conomiza, uma solução para empresas que buscam reduzir os custos de energia, por meio da migração simplificada para o ambiente livre. A oferta é focada em organizações de pequeno e médio porte, que despendem ao menos R$ 40 mil ao mês com energia – podendo somar cargas de diferentes unidades para alcançar esse patamar. Ao firmarem contrato com a Companhia, essas empresas têm o processo de migração facilitado, pois a ENGIE Brasil Energia as representa junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em outra frente, aliando o potencial de expansão do Mercado Livre à digitalização crescente do negócio, lançamos, em novembro de 2020, o Energy Place, uma plataforma digital on-line dedicada a consumidores (clientes e não clientes), gestoras e consultorias. Além de um *e-commerce* de energia, a ferramenta foi desenvolvida para prover informações, registrar o histórico de consumo e servir como um canal de relacionamento e atendimento 100% digital. A plataforma é um dos elos do projeto plurianual de aperfeiçoamento da estratégia comercial intitulado Go To Market, destacado em reportes anteriores.

Ações comerciais e setoriais para enfrentamento à pandemia

Todos os setores econômicos foram direta ou indiretamente afetados em algum grau pela pandemia da Covid-19, o que levou alguns clientes do Mercado Livre a buscarem a renegociação de contratos. As solicitações foram avaliadas, caso a caso, levando em consideração a dimensão dos impactos nesses clientes, as relações comerciais, o princípio da boa-fé contratual e o respeito aos acordos firmados. Em todas as negociações não houve redução dos valores pré-estabelecidos, mas sim a postergação do pagamento de parte dos montantes contratados, mediante a cobrança de juros de mercado. Já com relação às distribuidoras de energia, os agentes do setor elétrico, incluindo a Aneel, trabalharam em conjunto para desenhar um plano de ajuda de curto prazo para essas organizações, evitando que a inadimplência registrada contaminasse o restante da cadeia setorial – a iniciativa teve como resultado a publicação da Medida Provisória 950, regulamentada pelo Decreto n° 10.350, de 18 de maio de 2020.

Inovação e transição carbono-neutro

Essencial à perenidade do negócio e à captura de oportunidades, a inovação em produtos, serviços 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.

Como forma de criar um ambiente propício à inovação, em que os colaboradores possam participar ativamente da construção do futuro da Companhia, nos preocupamos em criar plataformas e fornecer as ferramentas necessárias para a disseminação de uma cultura cada vez mais inovadora.

A seguir, destacamos nossas principais frentes de inovação:

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 2020, foram aplicados R$ 56,7 milhões no Programa, conforme a seguinte distribuição:

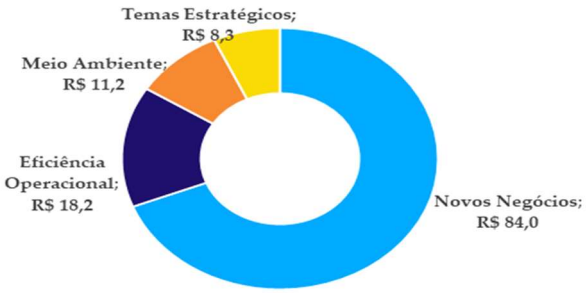
- R$ 22,7 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R$ 11,3 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- R$ 22,7 milhões para investimento em Projetos de P&D novos ou em andamento.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Os 13 projetos em curso receberam, durante o ano, R$ 28,2 milhões. O portfólio de investimentos total em projetos atuais soma R$ 121,7 milhões, conforme apresenta o gráfico ao lado.

Entre as pesquisas realizadas em 2020, um dos destaques foi a dedicada ao desenvolvimento e à certificação do primeiro aerogerador nacional de grande porte, com 4,2MW de potência. O projeto está sendo executado em parceria com a WEG – empresa brasileira especializada na fabricação de motores elétricos, transformadores e geradores – e conta com a cooperação da Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc).

P&D ENGIE: investimento em projetos em andamento/2020 (R$ milhões)



Esse protótipo é a primeira unidade de uma linha de máquinas com potência nominal que varia de 4,0 MW a 4,4 MW, conforme as características do vento no local de instalação. Trata-se do maior projeto de P&D da história do setor elétrico brasileiro em escopo, prazo, orçamento e equipe. Estão sendo desenvolvidas tecnologias a nível mundial, tais como o gerador com ímãs permanentes na configuração com rotor externo, o arranjo e a forma de refrigeração do transformador elevador. Assim, ENGIE, WEG e Celesc visam o desenvolvimento de um produto que possa competir em escala global com os demais fabricantes de aerogeradores de grande porte. A redução de custos e a melhoria da qualidade de energia desse P&D já asseguraram a venda de um primeiro lote de 43 aerogeradores, nos quais a ENGIE terá retornos na forma de *royalties* por unidade vendida.

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 em áreas sinérgicas ao negócio. No Brasil, em 2019 foi instalado o 11° ENGIE Lab, um laboratório para projetos de inovação aberta - disruptiva, incubação e *venture capital fund*.

Desenvolve, ainda, soluções inovadoras de sistemas, equipamentos, hardware, software, processos e modelos de negócio, projetos piloto e fim-a-fim, em parceria com empresas de diferentes perfis, de startups, empresas de maior porte a empresas do grupo ENGIE.

LinkLab

A ENGIE Brasil Energia integra o LinkLab da Associação Catarinense de Tecnologia (ACATE), programa que visa aproximar grandes empresas a startups para potencializar a sinergia no desenvolvimento de projetos inovadores. Em 2020, lançamos sete desafios internos em busca de soluções criativas para resolvê-los. Ao todo, 88 startups inscreveram sugestões, entre as quais espera-se selecionar aquelas com maior potencial para o desenvolvimento de provas de conceito.

Programa Inove

Mecanismo para estimular a inovação interna, o "Inove" é o programa de incentivo voltado a melhorias operacionais e de processos, que geram tanto reduções de custos quanto aumento de segurança e eficiência. Na edição de 2020, o Programa recompensou 92 colaboradores, com prêmios que somaram cerca de R$ 200 mil por suas iniciativas inovadoras. As 42 ideias aprovadas têm expectativa de retorno financeiro estimado em R$ 22 milhões.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

A análise de riscos constitui um exercício permanente na Companhia, envolvendo, além de conselheiros e diretores, todos os colaboradores, especialmente os dedicados às funções de gestão. O Fórum de Gerenciamento de Riscos, transversal e multidisciplinar, contribui para fortalecer essa dinâmica. A análise é orientada pela Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, aprovada pelo Conselho de Administração, e compreende a identificação e classificação dos riscos quanto à probabilidade de ocorrência e à significância em termos de impacto financeiro, estratégico e operacional.

Essa avaliação é realizada de forma sistemática, permeando todas as atividades, 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 em relação aos valores da ENGIE Brasil Energia.

Os resultados dessa análise são registrados em nossa Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais, documento interno que baliza a atuação da Companhia. Nessa Matriz, os riscos são categorizados da seguinte forma:

- Risco tributário: evolução adversa da legislação tributária que possa impactar nossos resultados.
- Risco de segurança industrial: danos à integridade dos ativos, ao meio ambiente e/ou à saúde e à 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 de obras, custos adicionais na implantação ou ineficiência na operação do empreendimento.
- Risco regulatório: evolução adversa da regulação do setor elétrico, historicamente influenciada pelo Governo Federal, que venha a impactar, por exemplo, as modalidades, os termos e as condições dos contratos de compra e venda de energia vigentes, os níveis de produção, os encargos setoriais e o relacionamento entre os agentes do setor.
- Risco de segurança cibernética: falta ou falha de planejamento, gestão ou segurança de recursos e serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), Tecnologia de Automação (TA), e Internet das Coisas (IoT), que venham a impactar negativamente a continuidade das operações e a imagem da Companhia.
- 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 contraparte comercial: descumprimento dos compromissos firmados por comercializadoras ou clientes livres nas operações de compra ou venda de energia, com impacto sobre as receitas da Companhia.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- Risco de Não Conformidade com a Lei de Privacidade de Dados Pessoais (LGPD): O uso de tecnologias digitais para relacionamento entre as empresas e pessoas físicas, através da coleta de informações pessoais, tem sido crescente para personalizar e melhorar o nível de serviço e a experiência do consumidor. A falta ou falha de planejamento, gestão ou de segurança desses recursos pode levar a divulgação indevida de informações pessoais, deixando a Companhia exposta ao risco regulatório sobre a segurança de informações privadas.
- Risco de operacionalização da estratégia: adversidade na operacionalização do reposicionamento estratégico do Grupo ENGIE em torno de três pilares: digitalização, descentralização e descarbonização, em virtude dos contextos externo e interno (transformação de pessoas e cultura, transformação digital, transformação empresarial etc.).
- Risco de ética e *compliance*: o descumprimento, interno ou com conluio externo, de valores e princípios do Código de Ética pode levar a casos de corrupção, uso fraudulento de propriedades da Companhia, interferência em processos de concorrência e desrespeito aos direitos humanos. Não conformidade (*compliance*) com as normas e regulamentos aplicáveis às atividades da Companhia.

DESEMPENHO OPERACIONAL

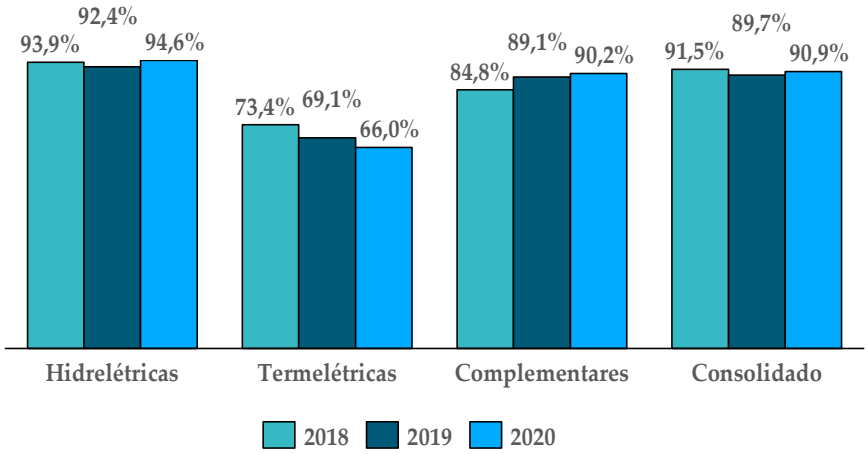
A evolução operacional da Companhia tem como base, além da observação de suas políticas corporativas no desenvolvimento de todas as atividades, o rigor nos controles previstos em seu Sistema Integrado de Gestão (SIG), plataforma que consolida informações e indicadores de performance.

Em 2020, 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% ao final do ano.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Dos 10.431,2 MW operados pela Companhia, 52,4% (5.467,6 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, 48 das 60 usinas do parque gerador são operadas via COG, entre elas a Usina Hidrelétrica Machadinho, que iniciou a operação remota em 2020, a primeira em consórcio a ser gerenciada a partir do COG. No ano, desconsiderando-se as paradas programadas, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 96,4%, sendo 99,7% nas usinas hidrelétricas, 76,9% nas termelétricas e 93,5% nas usinas de fontes complementares — PCH's, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

Disponibilidade das usinas, considerando as paradas programadas

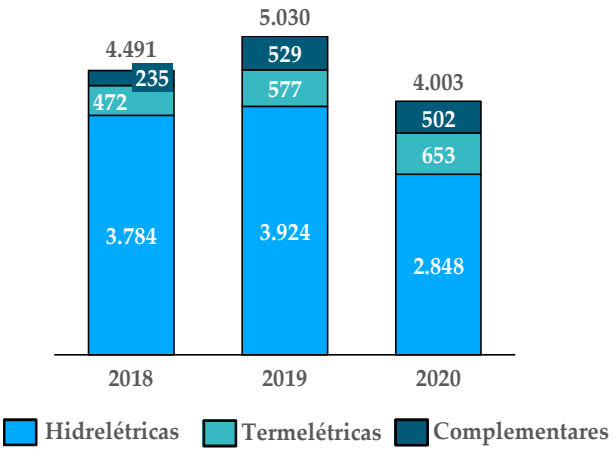


Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global, no acumulado de 2020, foi de 90,9%, sendo 94,6% nas usinas hidrelétricas, 66,0% nas termelétricas e 90,2% nas usinas de fontes complementares. Comparando 2020 ao ano anterior, houve elevação de 1,2 p.p. na disponibilidade interna global, com aumento de 2,2 p.p. e 1,1 p.p. nas hidrelétricas e complementares, respectivamente, e redução nas termelétricas, em 3,1 p.p. A redução da disponibilidade desses empreendimentos, em comparação a 2019, deve-se principalmente aos desligamentos intempestivos ocorridos devido à maior exposição às falhas em operação contínua. Já o aumento da disponibilidade das usinas hidrelétricas e complementares foi decorrente do menor tempo da execução das paradas de curto prazo.

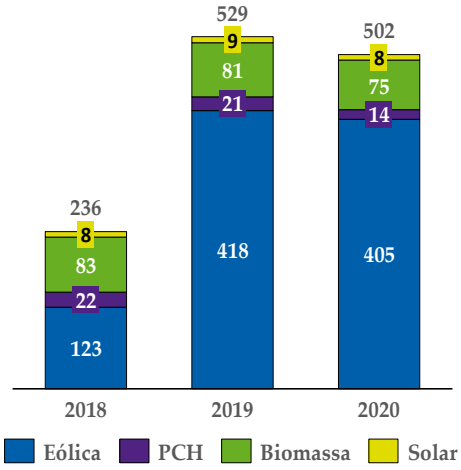
DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Com relação à produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, de modo geral, a pandemia provocou uma expressiva redução na carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), o que contribuiu para uma produção global da Companhia da ordem de 35.163 GWh (4.003 MW médios), ou seja, 20,4% inferior ao registrado em 2019, quando o total foi de 44.058 GWh (5.030 MW médios). Em 2020, apenas a produção termelétrica foi maior, quando comparada ao ano anterior, sendo 13,2% superior a 2019. Nas hidrelétricas e complementares, foram registrados 27,4% e 5,0% a menos, respectivamente.

Geração de Energia – MW médios



Geração por fonte complementar – MW médios



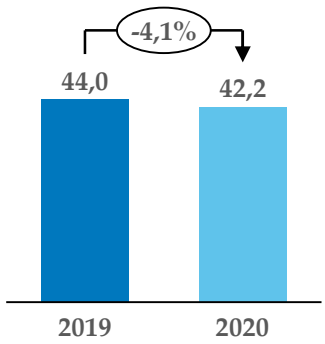
Vale destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, a redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente na deterioração desse aspecto. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação 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.

Quanto ao transporte de gás, a Transportadora Associada de Gás (TAG) recebe o gás natural diariamente nos pontos de recebimento de sua malha e entrega-o ao carregador, Petrobras, nos pontos de entrega (*city gates*). Assim, tem como contrapartida a receita do serviço de transporte, composta da parcela de efetiva movimentação de molécula e também do encargo de capacidade não utilizada (*ship-or-pay*).

No acumulado do ano, o volume de gás transportado foi de 42,2 milhões de m³/dia – levemente inferior aos 44,0 milhões de m³/dia registrados em 2019.

Volume médio de gás movimentado MM m³/dia



DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Modernizações

Em 2020, foi dado prosseguimento à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório, um projeto de grande porte iniciado em novembro 2017. A previsão é de que a entrega da primeira unidade geradora modernizada se dê no primeiro trimestre de 2021, com conclusão integral em 2023. A modernização, além de ampliar os atributos operatórios, agregará aumento de eficiência, com incremento da garantia física estimado em 13,9 MW médios.

A Usina Hidrelétrica Jaguara, por sua vez, teve o contrato de modernização assinado no final de 2020, com a aquisição de um novo gerador para a Unidade Geradora 01. A fabricação dos componentes deve ocorrer em 2021, de modo que a execução, em campo, se realize no ano seguinte. Já a Usina Hidrelétrica Miranda tem prevista a assinatura do contrato para modernização dos sistemas de instrumentação e controle da usina (incluindo regulador de velocidade, regulador de tensão do gerador e sistema supervisório) para o primeiro trimestre de 2021.

GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Cenário macroeconômico

O cenário pandêmico gerou retração econômica em todo o mundo, vivenciada no Brasil a partir de março de 2020 e refletida na queda estimada de 4,4% do Produto Interno Bruto (PIB) do país, de acordo com o Relatório Focus publicado pelo Banco Central no final de dezembro – o dado oficial deve ser divulgado ao fim do primeiro trimestre de 2021. Em 2019, o PIB havia registrado alta de 1,1%.

Ainda que a retração seja menor do que a prevista pela maior parte dos analistas em meados do ano, a retomada demonstrou ritmo desigual entre segmentos — de forma geral, segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), indústria e comércio chegaram ao final do ano operando em níveis médios acima do período pré-crise, enquanto serviços significativamente abaixo.

Nesse contexto, a inflação acumulada foi de 4,52%, segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). No ano anterior, o IPCA foi de 4,31%. No mercado de trabalho, os efeitos da recuperação foram modestos até o quarto trimestre do ano, com taxa de desemprego em 13,1%, próximo às máximas históricas, conforme o IBGE.

Já o mercado financeiro vivenciou uma trajetória de fortes oscilações em diversos índices globais, fruto das incertezas trazidas pela pandemia, que foram amenizadas, mesmo que momentaneamente, pelos pacotes de estímulo e auxílio governamentais, além das perspectivas positivas relacionadas às vacinas contra a Covid-19. A taxa básica de juros (Selic) fechou o ano, mais uma vez, no menor patamar histórico: 2,0% a.a., enquanto o dólar (Ptax) bateu a marca de R$ 5,19 – a moeda americana estava cotada em R$ 4,03 ao fim de 2019.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Cenário no setor elétrico

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia líquido no país diminuiu 1,6% em 2020, registrando 474.231 GWh – o crescimento havia sido de 1,4% em 2019. O consumo residencial cresceu 4,1%, enquanto o comercial apresentou queda de 10,5%, e o industrial regrediu 1,1%. Outras classes caíram 2,3%. Já no estrato por regiões, Norte e Centro-Oeste apresentaram crescimento, com 4,8% e 1,2%, respectivamente. As demais regiões registraram decréscimos, sendo no Nordeste da ordem de 2,4%, no Sul 1,2%. O pior desempenho se deu na região Sudeste, com 2,8% negativos.

O consumo do mercado livre cresceu 13,1% em 2020, superando o registrado nos últimos anos – em 2019 o crescimento havia sido de 1,9% e de em 2018, 6,3%. O mercado cativo registrou queda no consumo da ordem de 2,3% entre 2020 e 2019.

Influência hidrológica

O cenário hidrológico de 2020 – com oferta de 56,7 GW médios de Energia Natural Afluente no SIN – foi o quarto pior das duas últimas décadas, superando apenas o registrado em 2019, 2017 e 2014.

Ao final do ano, a situação era mais crítica na Região Sudeste, onde foi registrado o menor nível de reservatório dos últimos 20 anos (16,4% do volume máximo em dezembro). Esse contexto implicou na deliberação para o uso de recursos térmicos extras (fora da ordem de mérito) no último trimestre de 2020. Em contrapartida, no Nordeste o armazenamento atingiu os maiores valores do histórico recente, chegando a 90% do volume máximo na metade do ano – o que se deve à combinação entre um volume satisfatórios de chuvas e mudanças na política de uso dos reservatórios da Bacia do Rio São Francisco.

Impactada pela pandemia, a demanda de energia apresentou retração de 1 GW na carga média anual, se comparada ao registrado em 2019. Essa performance é 3 GW inferior ao que havia sido estimado para 2020 nas projeções relativas ao ano.

Assim, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio de 2020 foi de R$ 177/MWh. Fortemente vinculada aos efeitos da redução de carga, a sobreoferta energética em relação a demanda deixou o preço médio do ano R$ 48/MWh inferior ao registrado em 2019.

Conforme dados da CCEE, o GSF em 2020 foi de 80,5%, inferior aos 81,0% alcançados em 2019.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Desempenho econômico-financeiro

	Resultado por segmento – 2020 x 2019 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2020						
Receita operacional líquida	8.539,1	2.555,3	1.083,9	80,9	-	12.259,2
Custos operacionais	(3.328,6)	(2.274,3)	(1.111,5)	(81,5)	-	(6.795,9)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.210,5**	**281,0**	**(27,6)**	**(0,6)**	**-**	**5.463,3**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(267,8)	(1,1)	(3,1)	(5,4)	-	(277,4)
Outras despesas operacionais, líquidas	(4,7)	-	-	-	-	(4,7)
Impairment	(98,8)	-	-	-	-	(98,8)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	487,1	487,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.839,2**	**279,9**	**(30,7)**	**(6,0)**	**487,1**	**5.569,5**
2019						
Receita operacional líquida	8.427,7	169,9	1.109,0	97,9	-	9.804,5
Custos operacionais	(4.294,1)	(151,5)	(1.111,4)	(96,0)	-	(5.653,0)
Lucro (prejuízo) bruto	**4.133,6**	**18,4**	**(2,4)**	**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	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	81,1	81,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.205,9**	**18,4**	**(5,3)**	**(5,2)**	**81,1**	**4.294,9**
Variação						
Receita operacional líquida	111,4	2.385,4	(25,1)	(17,0)	-	2.454,7
Custos operacionais	965,5	(2.122,8)	(0,1)	14,5	-	(1.142,9)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.076,9**	**262,6**	**(25,2)**	**(2,5)**	**-**	**1.311,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(24,6)	(1,1)	(0,2)	1,7	-	(24,2)
Outras despesas operacionais, líquidas	(325,1)	-	-	-	-	(325,1)
Impairment	(93,9)	-	-	-	-	(93,9)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	406,0	406,0
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**633,3**	**261,5**	**(25,4)**	**(0,8)**	**406,0**	**1.274,6**

O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Receita operacional líquida

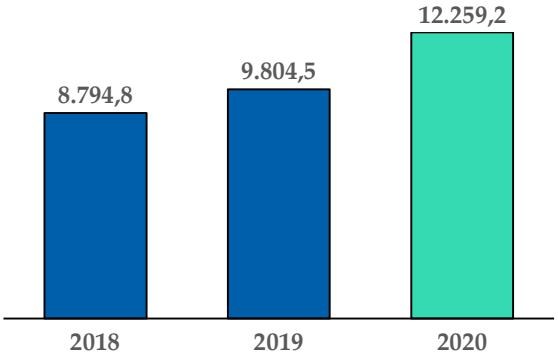
	Receita por segmento – 2020 x 2019 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2020					
Distribuidoras de energia elétrica	3.541,4	-	-	-	3.541,4
Consumidores livres	3.161,4	-	-	-	3.161,4
Receita de construção	-	2.365,6	-	-	2.365,6
Operações de *trading* de energia	-	-	1.067,3	-	1.067,3
Comercializadoras de energia elétrica	608,5	-	-	-	608,5
Remuneração dos ativos de concessão	381,6	189,7	-	-	571,3
Transações no mercado de curto prazo	535,5	-	16,6	-	552,1
Receita de serviços prestados	121,6	-	-	-	121,6
Ganho em ação judicial	83,5	-	-	-	83,5
Indenização de seguros a receber	40,0	-	-	-	40,0
Exportação	30,5	-	-	-	30,5
Outras receitas	35,1	-	-	80,9	116,0
Receita operacional líquida	**8.539,1**	**2.555,3**	**1.083,9**	**80,9**	**12.259,2**
2019					
Distribuidoras de energia elétrica	3.292,7	-	-	-	3.292,7
Consumidores livres	3.164,1	-	-	-	3.164,1
Receita de construção	-	155,4	-	-	155,4
Operações de *trading* de energia	-	-	1.078,4	-	1.078,4
Comercializadoras de energia elétrica	728,0	-	-	-	728,0
Remuneração dos ativos de concessão	382,7	14,5	-	-	397,2
Transações no mercado de curto prazo	699,1	-	7,1	-	706,2
Receita de serviços prestados	116,0	-	-	-	116,0
Indenização de seguros a receber	11,2	-	-	-	11,2
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	23,5	-	23,5
Outras receitas	33,9	-	-	97,9	131,8
Receita operacional líquida	**8.427,7**	**169,9**	**1.109,0**	**97,9**	**9.804,5**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	248,7	-	-	-	248,7
Consumidores livres	(2,7)	-	-	-	(2,7)
Receita de construção	-	2.210,2	-	-	2.210,2
Operações de *trading* de energia	-	-	(11,1)	-	(11,1)
Comercializadoras de energia elétrica	(119,5)	-	-	-	(119,5)
Remuneração dos ativos de concessão	(1,1)	175,2	-	-	174,1
Transações no mercado de curto prazo	(163,6)	-	9,5	-	(154,1)
Receita de serviços prestados	5,6	-	-	-	5,6
Ganho em ação judicial	83,5	-	-	-	83,5
Indenização de seguros a receber	28,8	-	-	-	28,8
Exportação	30,5	-	-	-	30,5
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(23,5)	-	(23,5)
Outras receitas	1,2	-	-	(17,0)	(15,8)
Receita operacional líquida	**111,4**	**2.385,4**	**(25,1)**	**(17,0)**	**2.454,7**

Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R$ 9.804,5 milhões em 2019 para R$ 12.259,2 milhões em 2020, ou seja, elevação de R$ 2.454,7 milhões (25,0%).

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Geração e venda de energia do portfólio: aumento de R$ 111,4 milhões (1,3%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 126,5 milhões de acréscimo na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; (ii) R$ 83,5 milhões não recorrentes, oriundos de recuperação de tributos; (iii) R$ 30,5 milhões decorrentes de exportação de energia realizada no terceiro trimestre de 2020; e (iv) R$ 28,8 milhões relativos à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo (v) decréscimo de R$ 163,6 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE.

Receita operacional líquida (R$ milhões)



Transmissão: elevação de R$ 2.385,4 milhões, em grande parte consequência dos avanços nas execuções das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.

Trading: redução de R$ 25,1 milhões (2,3%) oriunda, principalmente, do resultado negativo da marcação a mercado das vendas futuras e da menor receita nas operações realizadas, parcialmente atenuada pelo acréscimo observado nas transações no mercado de curto prazo.

Painéis solares: decréscimo de R$ 17,0 milhões (17,4%) na venda e instalação de painéis solares em razão da retração desse mercado, principalmente, devido a pandemia da Covid-19.

Os resultados dos segmentos de transmissão e de *trading* são comentados em "Resultado operacional do segmento de transmissão de energia" e "Resultado operacional do segmento de *trading* de energia".

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

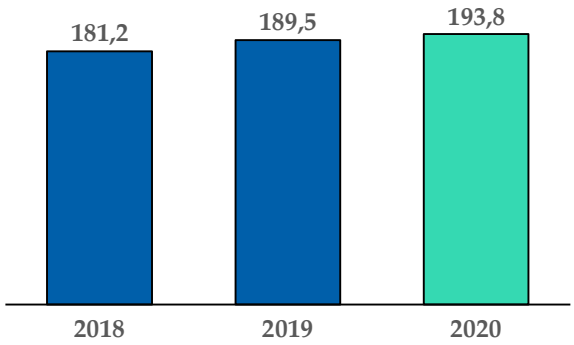
- Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço médio líquido de venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 193,78/MWh em 2020, 2,3% superior ao praticado no ano anterior, que foi de R$ 189,45/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, pelo contrato de exportação de energia elétrica no terceiro trimestre e pela entrada em operação comercial de Pampa Sul em junho de 2019, cujo preço médio é superior à média dos contratos existentes. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelas novas contratações de comercializadoras e consumidores livres, com preços inferiores às médias dos contratos finalizados, devido, principalmente, à retração econômica causada pelos impactos da Covid-19.

Preço médio líquido de venda (R$/MWh)*

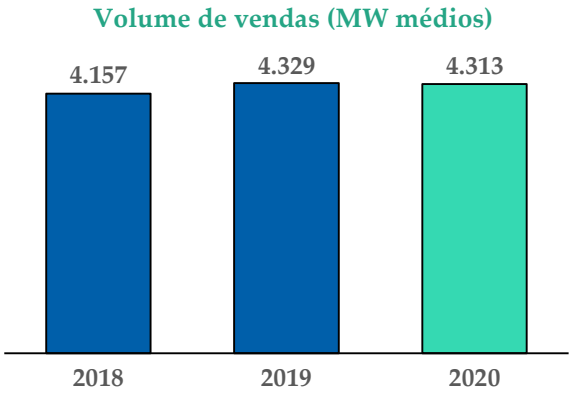


* Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Volume de vendas

Em 2020, o volume de venda de energia foi de 37.889 GWh (4.313 MW médios), contra 37.925 GWh (4.329 MW médios) registrados em 2019, decréscimo de 36 GWh (16 MW médios) ou 0,4%.



O decréscimo no volume de vendas é resultante, substancialmente, da redução do consumo de energia de clientes, motivada pela retração econômica provocada pela pandemia da Covid-19, por contratos que encerraram em 2019 no âmbito do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e pela atuação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo menor impacto dos efeitos de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado e na comparação anual pela entrada em operação da Pampa Sul, ocorrida no final de junho de 2019.

Receita de venda de energia elétrica

- Distribuidoras

Em 2020, a receita atingiu R$ 3.541,4 milhões, elevação de R$ 248,7 milhões (7,6%) em relação ao exercício de 2019, quando foi de R$ 3.292,7 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 149,3 milhões — aumento de 660 GWh (71 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 99,4 milhões — incremento de 3,0% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no preço médio líquido de vendas foi motivado, substancialmente, pelos efeitos da atualização monetária dos contratos vigentes e pelo impacto positivo motivado pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, superior à média dos contratos existentes, parcialmente suavizado por menores preços médios praticados nos contratos de Umburanas – Fase I.

Os acréscimos nos volumes de vendas são consequência, principalmente, do menor impacto dos efeitos de ressarcimentos previstos nos contratos de ambiente regulado e da entrada em operação de Pampa Sul. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo encerramento de contrato de leilão existente, ao final de 2019.

- Consumidores livres

Em 2020, a receita alcançou R$ 3.161,4 milhões, montante R$ 2,7 milhões (0,1%) inferior aos R$ 3.164,1 milhões verificados em 2019. Esse decréscimo está relacionado a: (i) R$ 110,1 milhões — redução de 633 GWh (79 MW médios) no volume de venda de energia; e (ii) R$ 107,4 milhões — aumento de 3,4% no preço médio líquido de vendas.

A redução na quantidade de energia vendida foi motivada pela pandemia da Covid-19 e pelas incertezas relacionadas à retomada da economia, com impactos na demanda de energia, provocando reduções de consumo por parte dos clientes industriais, considerando os limites relacionados às flexibilidades previstas nos contratos. Consequentemente, o volume de energia não vendido para consumidores livres foi liquidado na CCEE. Esse decréscimo foi parcialmente atenuado pelas migrações de perfil entre comercializadoras e consumidores livres.

As elevações dos preços decorreram, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- Comercializadoras

Em 2020, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 608,5 milhões, R$ 119,5 milhões (16,4%) inferior à receita auferida em 2019, que foi de R$ 728,0 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 108,9 milhões — decréscimo de 15,0% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 10,6 milhões — diminuição de 70 GWh (9 MW médios) no volume de energia vendida.

As reduções dos preços ocorreram, basicamente, devido às novas contratações com preços inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados, haja vista a redução dos preços de mercado observados em 2020. Esse efeito foi parcialmente atenuado pela correção monetária dos contratos vigentes.

Os decréscimos das quantidades entre os períodos analisados decorreram, principalmente, das migrações de parte dos clientes, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres, entre os anos de 2019 e 2020.

Adicionalmente, é importante destacar que, tanto a redução dos preços quanto a diminuição na quantidade de energia vendida, foram impactadas pelos efeitos da Covid-19 no mercado.

- Exportação

No período entre julho e agosto de 2020 a Companhia exportou energia para a Argentina. A receita auferida foi de R$ 30,5 milhões, com volume de energia transacionado de 7 GWh (1 MW médio).

➢ Remuneração dos ativos financeiros de concessão

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 passou de R$ 382,7 milhões em 2019 para R$ 381,6 milhões em 2020, portanto, com decréscimo de R$ 1,1 milhão (0,3%). A redução deve-se, principalmente, pela curva mensal de variação do IPCA, a qual apresentou períodos de deflação em 2020, tendo forte aceleração no quarto trimestre. No ano de 2019, a curva mensal de variação do IPCA apresentou acréscimos constantes.

➢ Transações no mercado de energia de curto prazo

Em 2020, em relação ao ano anterior, houve decréscimo de R$ 163,6 milhões (23,4%) na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 699,1 milhões em 2019 para R$ 535,5 milhões em 2020. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

➢ Receitas 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. O valor da GAG teve acréscimo no período de R$ 5,6 milhões (4,8%), passando de R$ 116,0 milhões em 2019 para R$ 121,6 milhões em 2020. A elevação decorre, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

➢ Ganho em ação judicial – recuperação de tributos

Em 18 de maio de 2020, a Companhia obteve decisões favoráveis em trânsito em julgado que à garantiram o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais, devidamente atualizados pela taxa Selic. Diante desse fato, a ENGIE Brasil Energia reconheceu R$ 83,5 milhões em 2020 após revisão das estimativas contabilizadas durante o ano. O montante em questão foi atualizado monetariamente, com impacto de R$ 76,3 milhões no resultado financeiro de 2020.

➢ Indenização de seguros a receber

A Companhia reconheceu R$ 40,0 milhões de indenizações de seguros no ano de 2020, acréscimo de R$ 28,8 milhões (257,1%) aos R$ 11,2 milhões reconhecidos em 2019. Os valores envolvidos são referentes, principalmente, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistros na Usina Hidrelétrica Salto Osório e pela cobrança de multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Trairí.

Painéis solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os anos em análise, registrou decréscimo de R$ 17,0 milhões (17,4%), indo de R$ 97,9 milhões em 2019 para R$ 80,9 milhões em 2020. A redução é consequência, principalmente, da desaceleração das atividades comerciais, em decorrência da pandemia da Covid-19.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Custos operacionais

	Custos por segmento – 2020 x 2019 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Consolidado
2020					
Compras de energia	1.478,9	-	1.068,3	-	2.547,2
Custos de construção	-	2.274,3	-	-	2.274,3
Depreciação e amortização	893,8	-	-	-	893,8
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	560,3	-	-	-	560,3
Materiais e serviços de terceiros	339,3	-	-	18,4	357,7
Transações no mercado de curto prazo	303,5	-	7,3	-	310,8
Pessoal	273,5	-	-	8,0	281,5
Combustíveis para geração	204,1	-	-	-	204,1
Seguros	89,0	-	-	-	89,0
Royalties	84,5	-	-	-	84,5
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	54,4	54,4
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	35,9	-	35,9
Repactuação do risco hidrológico	(967,7)	-	-	-	(967,7)
Outros custos operacionais, líquidos	69,4	-	-	0,7	70,1
Custos operacionais	**3.328,6**	**2.274,3**	**1.111,5**	**81,5**	**6.795,9**
2019					
Compras de energia	1.561,5	-	1.090,5	-	2.652,0
Custos de construção	-	151,3	-	-	151,3
Depreciação e amortização	844,3	-	-	0,1	844,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	513,7	-	-	-	513,7
Materiais e serviços de terceiros	277,6	-	-	16,1	293,7
Transações no mercado de curto prazo	421,0	-	6,7	-	427,7
Pessoal	254,7	-	-	10,1	264,8
Combustíveis para geração	173,0	-	-	-	173,0
Seguros	65,6	-	-	-	65,6
Royalties	131,6	-	-	-	131,6
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	70,8	70,8
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	14,2	-	14,2
Outros custos operacionais, líquidos	51,1	0,2	-	(1,1)	50,2
Custos operacionais	**4.294,1**	**151,5**	**1.111,4**	**96,0**	**5.653,0**
Variação					
Compras de energia	(82,6)	-	(22,2)	-	(104,8)
Custos de construção	-	2.123,0	-	-	2.123,0
Depreciação e amortização	49,5	-	-	(0,1)	49,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	46,6	-	-	-	46,6
Materiais e serviços de terceiros	61,7	-	-	2,3	64,0
Transações no mercado de curto prazo	(117,5)	-	0,6	-	(116,9)
Pessoal	18,8	-	-	(2,1)	16,7
Combustíveis para geração	31,1	-	-	-	31,1
Seguros	23,4	-	-	-	23,4
Royalties	(47,1)	-	-	-	(47,1)
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	(16,4)	(16,4)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	21,7	-	21,7
Repactuação do risco hidrológico	(967,7)	-	-	-	(967,7)
Outros custos operacionais, líquidos	18,3	(0,2)	-	1,8	19,9
Custos operacionais	**(965,5)**	**2.122,8**	**0,1**	**(14,5)**	**1.142,9**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em 2020, os custos operacionais atingiram R$ 6.795,9 milhões, superando em R$ 1.142,9 milhões (20,2%) os custos de 2019, de R$ 5.653,0 milhões. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 2.122,8 milhões de custos no segmento de transmissão; (ii) decréscimo de R$ 965,5 milhões (22,5%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (iii) redução de R$ 14,5 milhões (15,1%) de custos de venda e instalação de painéis solares; e (iv) aumento de R$ 0,1 milhão nos custos de operações de *trading* de energia.

Da variação observada no item (ii), destaca-se a recuperação de custos passados de energia, no montante de R$ 967,7 milhões, motivada pela repactuação do risco hidrológico, de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020.

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 anual, houve redução de R$ 82,6 milhões (5,3%) nessas operações, substancialmente motivada pelos seguintes eventos: (i) R$ 119,0 milhões — decréscimo de 7,6% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R$ 36,4 milhões — acréscimo de 212 GWh (24 MW médios) na quantidade comprada.

O decréscimo observado no preço médio de compra foi motivado, principalmente, pela redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – utilizado como parâmetro para estabelecimento de preço de curto prazo – e pelos efeitos da retração econômica provocada pela pandemia da Covid-19, como explorado anteriormente (na seção Volume de Vendas).

O aumento no volume de compras é resultante, substancialmente, da alocação estratégica de recursos da Companhia visando otimizar a alocação de energia, bem como pela frustração de hidrologia no período.

Depreciação e amortização: Na comparação anual, houve aumento de R$ 49,5 milhões (5,9%), dos quais R$ 65,5 milhões são oriundos da entrada em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I, atenuado pelo término de vida útil de revisões programadas realizadas na Usina Termelétrica Jorge Lacerda e da postergação da próxima revisão, inicialmente prevista para o segundo semestre de 2020.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão: Na comparação anual, houve elevação de R$ 46,6 milhões (9,1%), consequência, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e da entrada em operação comercial da Pampa Sul e Umburanas – Fase I, responsável por R$ 19,0 milhões do total da variação.

Materiais e serviços de terceiros: elevação de R$ 61,7 milhões (22,2%), resultante, substancialmente, de aumentos nos contratos de operação e manutenção do parque gerador (R$ 11,7 milhões em 2020, se comparados a 2019). Adicionalmente, os custos com manutenção decorrentes de novos contratos oriundos da entrada em operação de Pampa Sul e de Umburanas – Fase I, foram de R$ 48,4 milhões. Por fim, houve acréscimo nos custos com materiais de reposição e consumo, principalmente relacionados às atividades de prevenção à Covid-19 (R$ 6,1 milhões em 2020).

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Transações no mercado de energia de curto prazo: Na comparação anual, os custos com essas transações foram inferiores em R$ 117,5 milhões (27,9%) entre 2019 e 2020. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Pessoal: elevação de R$ 18,8 milhões (7,4%) na comparação entre 2020 e 2019, resultante, substancialmente, das novas contratações, em especial nas usinas Pampa Sul e Umburanas – Fase I, e do reajuste anual da remuneração dos colaboradores. Adicionalmente, o volume de provisões com participações nos resultados e bônus foi superior a 2019. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por reduções nas despesas com credenciamento médico, reembolso de despesas médicas e despesas com planos de saúde.

Combustíveis para geração: Acréscimo de R$ 31,1 milhões (18,0%) entre 2019 e 2020, motivado, substancialmente, pelo aumento no consumo de carvão próprio, no montante de R$ 75,4 milhões, parcialmente atenuado pelo efeito positivo oriundo da reavaliação pela Aneel quanto à quantidade excedente de carvão em anos anteriores. O acréscimo no consumo de carvão próprio observado foi motivado pelo maior volume de energia gerada pelas usinas termelétricas da Companhia entre o período comparado.

Seguros: aumento de R$ 23,4 milhões (35,7%) na comparação anual, decorrente, substancialmente, do acréscimo de prêmio na renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2020 e pelo incremento no prêmio de seguros na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, embasado na reavaliação de riscos desta Usina. Adicionalmente, R$ 13,4 milhões são oriundos das entradas em operação comercial de Pampa Sul e Umburanas – Fase I.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*): Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 47,1 milhões (35,8%), em decorrência, principalmente, de menor geração das usinas hidrelétricas entre os períodos, parcialmente atenuada pelo reajuste anual.

Repactuação do risco hidrológico: em 15 de dezembro de 2020, a Administração da Companhia aprovou a adesão das usinas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento e, de forma retroativa, por geração fora da ordem de mérito e importação. Como compensação, os geradores têm direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos. Diante disso, foi reconhecido ativo intangível, correspondente ao direito de extensão da concessão, em contrapartida da rubrica "Recuperação de custos de energia - Repactuação de risco hidrológico" da demonstração do resultado, no montante de R$ 967,7 milhões. Adicionalmente, a Companhia esclarece que não efetuou o reconhecimento dos direitos de extensão relativos aos Consórcios Itá e Machadinho, haja vista não ter havido a aprovação, em 2020, de todas as consorciadas, conforme determina a legislação. A aprovação desses consórcios deverá ocorrer em 2021.

Painéis solares

Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 14,5 milhões (15,1%) motivado, principalmente, pela desaceleração das atividades comerciais, em decorrência da pandemia da Covid-19.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Resultado operacional do segmento de transmissão de energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestruturas relacionadas às concessões de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e Novo Estado, a partir da aquisição de 100% das ações da Novo Estado Transmissora de Energia S.A. em março de 2020, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Com base nas práticas contábeis vigentes, a ENGIE Brasil Energia 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 das obras. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento.

O lucro operacional bruto do segmento de transmissão de energia apresentou aumento de R$ 262,6 milhões na comparação anual, devido, principalmente ao início da construção de Novo Estado e 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.

Em 2020, a Companhia reconheceu ganho líquido por eficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 35,2 milhões.

Resultado operacional do segmento de *trading* de energia

A Companhia atua no mercado de *trading* físico de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia 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 bases anuais, o resultado bruto apresentou redução de R$ 25,2 milhões, passando de prejuízo de R$ 2,4 milhões em 2019 para prejuízo de R$ 27,6 milhões em 2020, decorrente, substancialmente, do efeito negativo da marcação a mercado, de R$ 45,2 milhões. Esse efeito foi parcialmente atenuado por: (i) R$ 11,1 milhões de efeito positivo nas transações realizadas; e (ii) R$ 8,9 milhões oriundos do resultado positivo das transações no mercado de energia de curto prazo.

Detalhamento das operações de curto prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo principal objetivo 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 Câmara. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas ao PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da Câmara são sintetizados em 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. Desse modo, 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 2020, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R$ 241,3 milhões, decréscimo de R$ 37,2 milhões em relação ao resultado também positivo de R$ 278,5 milhões do ano de 2019, sendo R$ 46,1 milhões de redução no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um aumento de R$ 8,9 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa redução é reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) aumento do impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, motivado pela menor geração hídrica no período comparado, parcialmente atenuado pela curva de variação do PLD entre os anos em análise, a qual apresentou maior volatilidade em 2020; (ii) despesa no MRE, dada a menor geração hidrelétrica em 2020; e (iii) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Esses eventos foram atenuados pelos fatores a seguir: (iv) aumento de impacto financeiro de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE; e (v) maior despacho da Usina Termelétrica Jorge Lacerda entre os períodos analisados em função da menor geração hidrelétrica.

Em dezembro de 2019, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2020 em R$ 559,75/MWh e R$ 39,68/MWh, respectivamente. A tabela ao lado apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	2020	2019	Var. 12M (%)
Sul	184,42	227,10	(18,8%)
Sudeste/Centro-Oeste	177,00	227,10	(22,1%)
Nordeste	134,42	166,73	(19,4%)

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Despesas com vendas, gerais e administrativas

Em bases anuais, as despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R$ 24,2 milhões (9,6%) entre 2019 e 2020, saindo de R$ 253,2 milhões para R$ 277,4 milhões, respectivamente. A elevação foi motivada pela combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R$ 24,6 milhões (10,1%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente impactado pelos seguintes efeitos: (i.i) R$ 28,6 milhões nas despesas com pessoal; e (i.ii) R$ 8,8 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros, dos quais se destacam a aquisição de serviços gerais de informática, alinhada à política de digitalização da Companhia, bem como de materiais de consumo relacionados às atividades de prevenção à Covid-19. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela redução promovida pelo reconhecimento de R$ 10,2 milhões em provisão para contingências cíveis, em 2019. Adicionalmente, houve redução de R$ 0,4 milhão nos demais segmentos em que a Companhia atua.

Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas

As outras (despesas) receitas operacionais, líquidas, apresentaram efeito negativo de R$ 325,1 milhões (101,5%) entre 2019 e 2020, sendo que em 2020 a Companhia reconheceu outras despesas operacionais, líquidas, no montante de R$ 4,7 milhões, enquanto em 2019 houve reconhecimento de outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R$ 320,4 milhões. Essa variação foi motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais não recorrentes oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção de 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 foi 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.

Provisão para redução ao valor recuperável (i*mpairment*)

No comparativo anual houve uma variação de R$ 93,9 milhões em *impairment*, decorrente, substancialmente, (i) possibilidade de desligamento das unidades 1 e 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda, prevista para dezembro de 2021, conforme estratégia de descarbonização da Companhia; e (ii) aos valores de "Mais valia na aquisição de investimentos" e ao "Ágio por expectativa de rentabilidade futura", originados da aquisição da EGSD, pela possibilidade de não recuperação desses valores. Cabe reforçar que as unidades 1 e 2 da Usina tem garantia física líquida de 32 MWm e Custo Variável Unitário (CVU) de R$ 270,48, motivo pelo qual é despachada pontualmente e por curtos períodos. Dessa forma, o seu eventual fechamento não resultará impactos importantes presentes, nem futuros, para a Companhia.

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 dessa data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em 20 de julho de 2020, a Companhia adquiriu da Petrobras a participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. A Companhia passou a deter, assim, 32,5% de participação societária direta na TAG.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2020 e 2019 é composto pelos seguintes itens:

	2020				2019		
DRE – em R$ milhões	**2020**	**01.01 até 19.07 (29,25%)**	**20.07 até 31.12 (32,5%)**	***Participação* da EBE**	**2019**	**13.06 até 31.12 (29,25%)**	**Participação da EBE**
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	**-**	**-**	**-**	**-**	**(588,9)**	**-**	**(191,4)**
TAG							
Receita operacional líquida	6.003,8	3.094,0	2.909,8	1.850,7	5.194,5	2.915,7	852,8
Custos dos serviços prestados	(2.243,5)	(1.211,7)	(1.031,8)	(689,7)	(1.506,1)	(1.002,1)	(293,1)
Lucro bruto	**3.760,3**	**1.882,3**	**1.878,0**	**1.161,0**	**3.688,4**	**1.913,6**	**559,7**
Despesas gerais e administrativas	(140,1)	(80,5)	(59,6)	(42,9)	(206,1)	(133,7)	(39,1)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**3.620,2**	**1.801,8**	**1.818,4**	**1.118,0**	**3.482,3**	**1.779,9**	**520,6**
Resultado financeiro	(1.445,0)	(714,7)	(730,3)	(446,3)	(597,9)	(546,6)	(159,9)
Lucro antes dos impostos	**2.175,2**	**1.087,1**	**1.088,1**	**671,6**	**2.884,4**	**1.233,3**	**360,7**
Imposto de renda e contribuição social	(580,8)	(129,2)	(451,6)	(184,6)	(772,9)	(301,6)	(88,2)
Lucro líquido da TAG	**1.594,4**	**957,9**	**636,5**	**487,1**	**2.111,5**	**931,7**	**272,5**
Impacto na equivalência patrimonial da ENGIE Brasil Energia				**487,1**			**81,1**

A comparação entre os efeitos que impactaram os resultados de equivalência patrimonial entre 2019 e 2020 é inócua, uma vez que o resultado de equivalência patrimonial de 2019 contempla apenas 6 meses de resultado da TAG. Adicionalmente, durante grande parte do 2° semestre de 2020, a participação acionária da Companhia na TAG foi de 32,5%, superior aos 29,25% aplicados nos períodos anteriores à aquisição adicional.

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

	2020	2019	
	TAG	**Aliança**	**TAG**
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**100%**	**100%**
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e impostos	**3.620,2**	**(325,4)**	**3.482,3**
Depreciação e amortização	628,0	-	665,2
Amortização da mais-valia	906,5	178,7	295,3
Ebitda	**5.154,7**	**(146,7)**	**4.442,8**

Balanço patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2020 e 31.12.2019 eram os seguintes:

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Balanço Patrimonial TAG	31.12.2020	31.12.2019
ATIVO		
Ativo circulante	**2.220,3**	**1.832,5**
Caixa e equivalentes de caixa	436,6	340,9
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	18,6	-
Outros ativos circulantes	1.765,1	1.491,6
Ativo não circulante	**35.659,5**	**34.830,0**
Depósitos vinculados	202,6	-
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	29,1	-
Outros ativos realizáveis a longo prazo	3.523,9	1.715,0
Imobilizado	29.184,9	30.616,6
Intangível	2.719,0	2.498,4
Total	**37.879,8**	**36.662,5**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.874,3**	**2.797,4**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.250,0	2.341,8
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	298,0	427,3
Outros passivos circulantes	326,3	28,3
Passivo não circulante	**27.078,1**	**24.037,0**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	22.519,1	21.250,8
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	910,2	-
Outros passivos não circulantes	3.648,8	2.786,2
Patrimônio líquido	**6.927,4**	**9.828,1**
Total	**37.879,8**	**36.662,5**

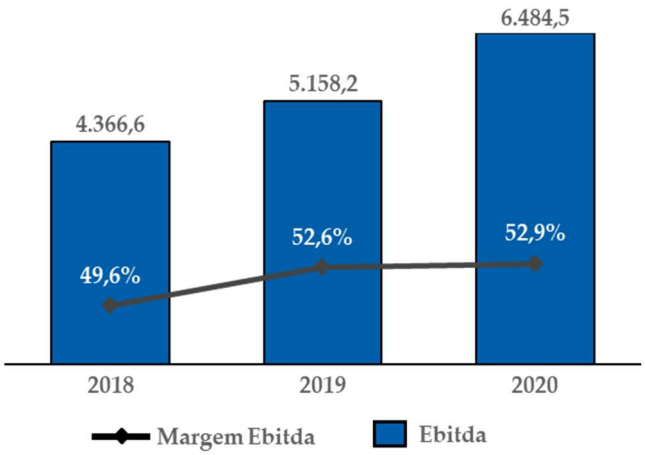
Ebitda e margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 2020 x 2019 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2020						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.839,2	279,9	(30,7)	(6,0)	487,1	5.569,5
Depreciação e amortização	914,0	-	-	1,0	-	915,0
Ebitda	**5.753,2**	**279,9**	**(30,7)**	**(5,0)**	**487,1**	**6.484,5**
Margem Ebitda	**67,4%**	**11,0%**	**(2,8%)**	**(6,2%)**	**-**	**52,9%**
2019						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.205,9	18,4	(5,3)	(5,2)	81,1	4.294,9
Depreciação e amortização	862,5	-	-	0,8	-	863,3
Ebitda	**5.068,4**	**18,4**	**(5,3)**	**(4,4)**	**81,1**	**5.158,2**
Margem Ebitda	**60,1%**	**10,8%**	**(0,5%)**	**(4,5%)**	**-**	**52,6%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	633,3	261,5	(25,4)	(0,8)	406,0	1.274,6
Depreciação e amortização	51,5	-	-	0,2	-	51,7
Ebitda	**684,8**	**261,5**	**(25,4)**	**(0,6)**	**406,0**	**1.326,3**
Margem Ebitda	**7,3 p.p.**	**0,2 p.p.**	**(2,3 p.p.)**	**(1,7 p.p.)**	**-**	**0,3 p.p.**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Na comparação anual entre 2020 e 2019, o Ebitda aumentou R$ 1.326,3 milhões (25,7%), passando de R$ 5.158,2 milhões em 2019 para R$ 6.484,5 milhões em 2020. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 684,8 milhões (13,5%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 261,5 milhões oriundos do segmento de transmissão de energia; e (iii) R$ 406,0 milhões decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes efeitos negativos: (iv) R$ 25,4 milhões oriundos do segmento de *trading* de energia – dos quais R$ 45,2 milhões são provenientes dos efeitos da marcação a mercado, parcialmente atenuada pelo impacto positivo de R$ 19,8 milhões originados das transações realizadas e das despesas operacionais; e (iv) R$ 0,6 milhão (13,6%) oriundo do segmento de painéis solares.

Ebitda* (R$ milhões) e margem Ebitda



** Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização*

O segmento de geração, cuja variação foi indicada no item (i) acima, foi afetado por eventos não recorrentes reconhecidos nos anos em comparação, no montante de R$ 636,3 milhões referente aos seguintes eventos: (i) acréscimo de R$ 967,7 milhões referente à recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico, em 2020; (ii) R$ 83,5 milhões de ganho em ação judicial, em 2020; (iii) efeito negativo de R$ 321,0 milhões de outras receitas operacionais oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção de Pampa Sul, reconhecida em 2019; e (iv) R$ 93,9 milhões oriundos de acréscimo nos valores de *impairment*, entre os anos em comparação.

Desconsiderando esses efeitos, o Ebitda desse segmento em 2020 passaria de R$ 5.753,2 milhões para R$ 4.800,8 milhões e em 2019 de R$ 5.068,4 milhões para R$ 4.752,3 milhões. Assim, na comparação entre os anos em análise, o Ebitda desse segmento apresentaria um acréscimo de R$ 48,5 milhões (1,0%), consequência, substancialmente, dos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 126,5 milhões resultantes da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 82,6 milhões de redução nas compras de energia; (iii) R$ 47,1 milhões de decremento em *royalties*; e (iv) R$ 28,8 milhões de indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros. Tais efeitos foram atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (v) R$ 61,7 milhões de aumento nos custos com materiais e serviços de terceiros; (vi) R$ 46,6 milhões proveniente de aumento dos encargos de uso da rede; (vii) R$ 46,1 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (viii) R$ 31,1 milhões de maior consumo de combustível próprio; (ix) R$ 24,6 milhões de aumento de despesas com vendas, gerais e administrativas; (x) R$ 18,8 milhões referente a incremento no custo de pessoal; e (xi) R$ 7,6 milhões das demais receitas, custos e despesas operacionais.

Margem Ebitda geração

A margem Ebitda no segmento de geração apresentou aumento de 7,3 p.p., passando de 60,1% em 2019 para 67,4% em 2020.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Desconsiderando os efeitos não recorrentes mencionados anteriormente, reconhecidos nos anos de 2019 e 2020, o Ebitda do segmento apresentaria um acréscimo de R$ 48,5 milhões (1,0%). A margem Ebitda em 2020 e 2019 seria de 56,8% e 56,4%, respectivamente, o que representaria um acréscimo de 0,4 p.p. entre os anos comparados.

Margem Ebitda consolidada

A margem Ebitda consolidada apresentou aumento de 0,3 p.p., passando de 52,6% em 2019 para 52,9% em 2020. Desconsiderando os efeitos não recorrentes mencionados, o Ebitda consolidado apresentaria um aumento de R$ 690,0 milhões (14,3%) entre os anos de 2020 e 2019. A margem Ebitda entre os anos comparados teria um decréscimo de 4,0 p.p.

Destaca-se que a margem Ebitda consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção das linhas de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia.

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

(Valores em R$ milhões)	2018	2019	2020	Var. 2020 x 2019
Lucro líquido	2.315,4	2.311,1	2.797,3	21,0%
(+) Imposto de renda e contribuição social	652,4	776,8	889,8	14,5%
(+) Resultado financeiro	699,3	1.207,0	1.882,4	56,0%
(+) Depreciação e amortização	660,2	863,3	915,0	6,0%
Ebitda	**4.327,3**	**5.158,2**	**6.484,5**	**25,7%**

Resultado financeiro

Receitas financeiras: No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 107,7 milhões (73,2%), passando de R$ 147,1 milhões em 2019 para R$ 254,8 milhões em 2020. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento, não recorrente, de juros sobre impostos e contribuições sociais, no montante de R$ 76,3 milhões, referentes à atualização financeira sobre recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial; (ii) acréscimo de R$ 39,9 milhões de variação monetária oriundo, principalmente, (ii.i) R$ 29,4 milhões, decorrentes da conclusão por parte do órgão regulador dos efeitos da aplicação de resolução Aneel, a qual previa a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em função da eficiência energética da unidade geradora e (ii.ii) R$ 10,0 milhões, motivados pelos impactos decorrentes da variação monetária resultante de recuperação de custo passado de aquisição de carvão; e (iii) redução de R$ 6,4 milhões na receita com aplicações financeiras, motivada pela queda na taxa de juros observada entre os anos em comparação.

Despesas financeiras: Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 1.354,1 milhões em 2019 para R$ 2.137,2 milhões em 2020, ou seja, R$ 783,1 milhões (57,8%), resultado da combinação, principalmente: (i) pelas elevações de R$ 463,9 milhões nos juros e correção monetária sobre as concessões a pagar; e (ii) pelo aumento de R$ 292,5 milhões nos juros, variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

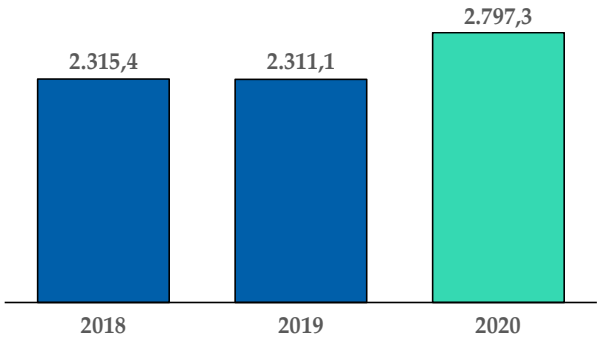
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL aumentaram R$ 113,0 milhões entre os períodos analisados, passando de R$ 776,8 milhões em 2019 para R$ 889,8 milhões em 2020, em decorrência, principalmente, dos efeitos tributários sobre os itens não recorrentes reconhecidos em 2020, referentes ao acordo da repactuação do risco hidrológico, ganho em ação judicial e do *impairment*, mencionados anteriormente e do reconhecimento, em 2019, das 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 e do *impairment*. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2020 foi de 24,1% inferior em 1,1 p.p à taxa apurada em 2019, de 25,2%.

Desconsiderando esses efeitos, houve decréscimo de R$ 129,3 milhões, motivado por: (i) redução do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados; e (ii) maior benefício de incentivos fiscais no ano de 2020.

Lucro líquido

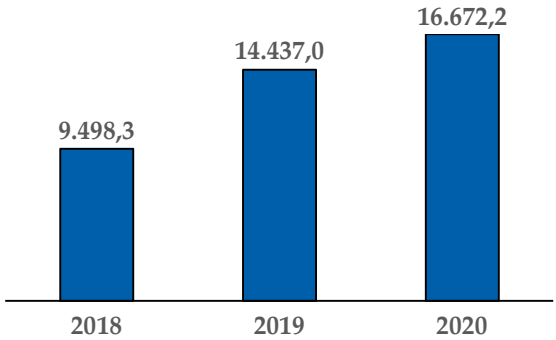
Lucro líquido (R$ milhões)



Em bases anuais, o lucro líquido aumentou de R$ 2.311,1 milhões em 2019 para R$ 2.797,3 milhões, um incremento de R$ 486,2 milhões ou 21,0%. Esse efeito positivo é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R$ 1.326,3 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R$ 675,4 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) acréscimo de R$ 113,0 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (iv) acréscimo de R$ 51,7 milhões da depreciação e amortização. Desconsiderando os efeitos não recorrentes que impactaram os períodos (repactuação do risco hidrológico, *impairment* e ganho em ação judicial em 2020 e indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais e *impairment* em 2019), o lucro líquido de 2020 foi superior em R$ 15,9 milhões (0,8%).

Endividamento

Dívida bruta (R$

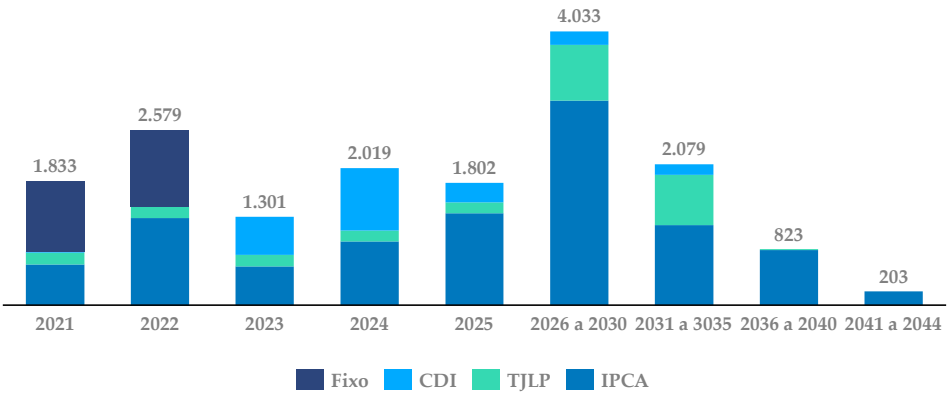


Em 31 de dezembro de 2020, a dívida bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 16.672,2 milhões — aumento de 15,5% (R$ 2.235,5 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2019.

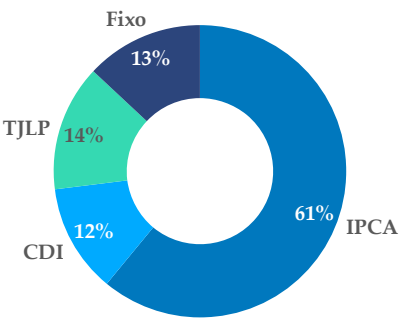
DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2020: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R$ 2.181,3 milhões, destinados, principalmente, à construção do Conjunto Eólico Campo Largo II e dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (ii) captação de empréstimos, via operação 4131, no montante de R$ 1.132,4 milhões, junto a instituições financeiras situadas no exterior, totalmente protegido por operações de *hedge*, destinados à formação de capital de giro e para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia; (iii) emissão de debêntures no valor de R$ 1.009,3 milhões, para financiamento da implementação dos projetos de transmissão e de Pampa Sul; (iv) ingresso de R$ 476,8 milhões, do valor da subscrição das ações preferenciais da Novo Estado Participações S.A.; (vi) geração de R$ 1.150,0 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R$ 3.714,3 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 2020 foi 7,6% (ante 7,6% no fim de 2019).

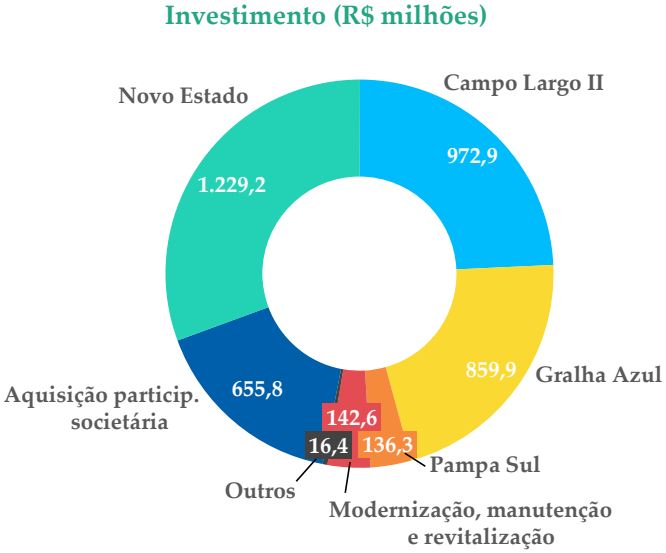
Em 31 de dezembro de 2020, a dívida líquida (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 11.786,4 milhões, aumento de 15,6% em relação ao registrado ao fim de 2019.

Dívida líquida (R$ milhões)

	2018	2019	2020	Var. 2020 x 2019
Dívida bruta	9.720,2	14.763,1	17.246,1	16,8%
Resultado de operações com derivativos	(222,0)	(326,3)	(573,9)	75,9%
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(226,2)	(374,7)	(346,9)	-7,4%
Caixa e equivalentes de caixa	(2.415,8)	(3.870,3)	(4.538,9)	17,3%
Dívida líquida total	**6.856,3**	**10.191,8**	**11.786,4**	**15,6%**
Dívida líquida x Ebitda	**1,6x**	**2,0x**	**1,8x**	

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Investimentos



Em 2020, a Companhia investiu R$ 4.013,1 milhões, dos quais (i) R$ 655,8 milhões foram destinados à aquisição de participações societárias: R$ 328,6 milhões destinados à aquisição de 100% da participação societária na Novo Estado Transmissora de Energia S.A. e R$ 327,2 milhões destinados à aquisição de 3,25% de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG); (ii) R$ 3.214,7 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 1.229,2 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii.ii) R$ 972,9 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (ii.iii) R$ 859,9 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii.iv) R$ 136,3 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul e (ii.v) R$ 16,4 milhões em outros investimentos; (iii) R$ 142,6 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador, sendo R$ 9,9 milhões desse montante designado especificamente para as modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

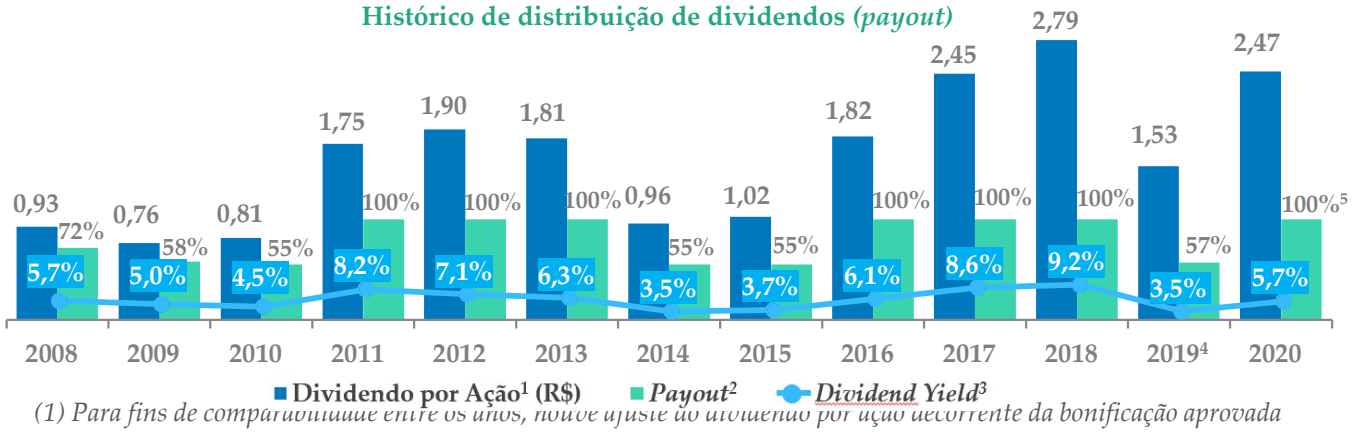
Dividendos e juros sobre o capital próprio

O Conselho de Administração da Companhia, em reuniões realizadas em 30.07.2020 e 15.12.2020, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, nos valores de R$ 677,7 milhões, correspondente a R$ 0,8305737385 por ação, e de R$ 554,5 milhões, correspondente a R$ 0,6795603315 por ação, respectivamente. As ações foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 10.08.2020 e 21.12.2020, respectivamente. O total de dividendos intercalares aprovados é equivalente a 100% do lucro líquido ajustado do 1° semestre de 2020, cujo pagamento se deu em 29.01.2021. Adicionalmente, na reunião de 15.12.2020 foi também aprovado pagamento de juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2020, no valor de R$ 175,0 milhões (R$ 0,2144797773 por ação).

Na RCA de 11.02.2021 foi aprovada a proposta de dividendos complementares ao exercício de 2020, no montante de R$ 609,6 milhões (R$ 0,7471177357 por ação). Todos os proventos deverão ser ratificados pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Mesmo diante dos desafios enfrentados em razão da pandemia da Covid-19 e dos investimentos realizados no ano de 2020, o total proposto de proventos relativos a 2020 atingiu R$ 2.016,8 milhões (R$ 2,4717315830 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível (desconsiderando a repactuação do risco hidrológico).



(1) Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste ao 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.

(4) Os valores de 2019 foram reapresentados tendo em vista a retenção dos dividendos complementares referentes ao exercício de 2019 pela AGO.

(5) Desconsiderando efeitos da repactuação do risco hidrológico.

Mercado de capitais e desempenho das ações

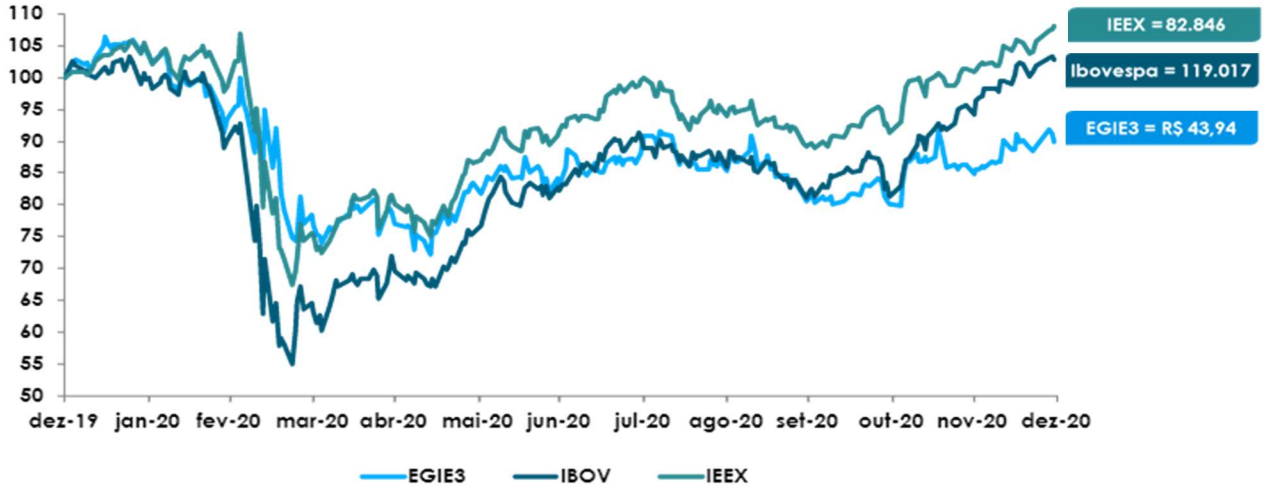
As ações da Companhia são negociadas na bolsa brasileira (B3) sob o código EGIE3 (100% ações ordinárias). Além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código EGIEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 10,1% no ano, enquanto o IEEX e do Ibovespa fecharam em crescimento de 8,1% e 2,9%, respectivamente. O volume médio de negociação da EGIE3 alcançou R$ 81,1 milhões, acréscimo de 35,1% em relação ao ano de 2019, quando atingiu R$ 60,0 milhões.

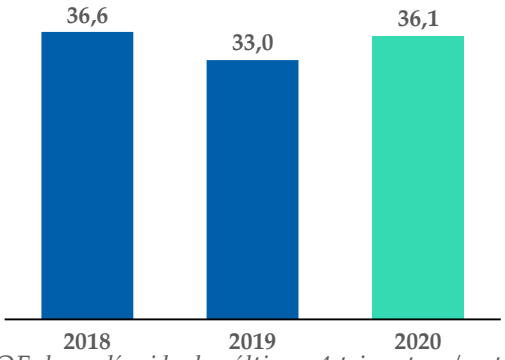
No último pregão de dezembro de 2020, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 43,94/ação, o que confere à ENGIE Brasil Energia valor de mercado de R$ 35,9 bilhões.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

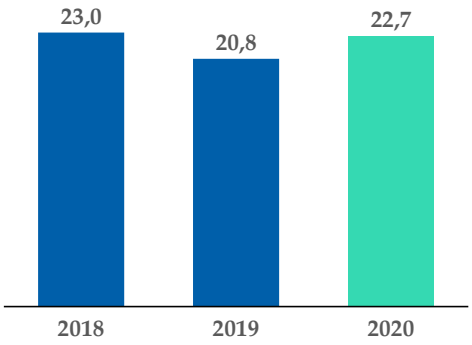
EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2019)



ROE* - Retorno sobre o patrimônio líquido (%)



ROIC - Retorno Sobre o Capital Investido (%)**



** ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.*

*** ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).*

Ratings

A agência Fitch Ratings reafirmou em 2020 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)

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

A sustentabilidade está no centro da estratégia da Companhia, de modo que a performance dos negócios é ancorada no respeito às pessoas e ao planeta, um compromisso refletido nos objetivos não-financeiros da ENGIE – que orientam a estratégia corporativa para além dos aspectos econômicos.

Nesse sentido, além de trabalhar para acelerar a transição rumo à economia de baixo carbono – tanto nas próprias operações quanto em clientes e comunidades onde está inserida – a Companhia se empenha em conduzir questões socioambientais de forma responsável e proativa, atuando em total conformidade com legislação e desenvolvendo ações voluntárias que contribuam para o desenvolvimento sustentável.

Tanto nos empreendimentos em operação quanto nos projetos em implantação, a gestão socioambiental inclui práticas para assegurar a conservação do ecossistema, a saúde e segurança de colaboradores e o apoio às comunidades locais.

Gestão ambiental

A conformidade legal, em todos os âmbitos, é um compromisso fundamental da ENGIE no desenvolvimento de suas atividades, no Brasil e no mundo. Esse compromisso inclui atendimento irrestrito à legislação ambiental, de modo que os empreendimentos, tanto nas fases de implantação quanto de operação, são submetidos a avaliações rigorosas quanto aos impactos causados sobre o ecossistema.

Tais avaliações são amparadas por estudos aprofundados, conduzidos por especialistas em cada tema, e devidamente validados pelos órgãos ambientais competentes – um pré-requisito para obtenção e manutenção das licenças exigidas. Em complemento às atividades realizadas para assegurar a conformidade legal, a Companhia desenvolve uma série de iniciativas voluntárias com foco na conservação dos recursos naturais e na minimização de impactos sobre o meio ambiente e às comunidades.

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), tais como emissões de gases de efeito estufa, gestão da água e efluentes, resíduos sólidos e manejo da fauna e flora. A fim de melhorar continuamente nosso desempenho, são estabelecidas metas anuais para todos os empreendimentos, considerando os aspectos mais relevantes em relação a impactos e uso de recursos.

Como resultado desse trabalho, em 2020, as seguintes licenças de operação (LO) foram renovadas:

- Central Eólica Mundaú, parte do Conjunto Eólico Trairi, renovada em 20.11.2020, com validade de seis anos;
- Usina Eólica Tubarão, renovada em 23.04.2020, com validade de quatro anos;
- Central Eólica Santa Mônica, parte do Conjunto Eólico Trairi, renovada em 02.09.2020, com validade de 10 anos;
- Captação, Adução e Tratamento de Água para Abastecimento Industrial na Unidade de Cogeração Lages, renovada em 20.04.2020, com validade de quatro anos;
- Linha de Transmissão de 138 kV da PCH José Gelazio da Rocha, renovada em 21.07.2020, com validade de cinco anos;

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- Usina Termelétrica Pampa Sul, renovada em 04.02.2020, com validade de cinco anos.

Ainda relacionado ao tema, destacam-se em 2020 o encaminhamento do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório (Pacuera) da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em Goiás, e a aprovação, pelo Instituto Nacional do Meio Ambiente (Ibama), do Plano da Usina Hidrelétrica Itá, em Santa Catarina, encaminhado ao órgão em 2019. O Plano é elaborado de forma participativa junto às comunidades locais e apresenta orientações, diretrizes, ações e atividades de curto, médio e longo prazo para explicar normas e regras aos usuários do entorno dos reservatórios.

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

- *Programa de Conservação de Nascentes*: realizado em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor, contribui para a preservação de recursos hídricos e a melhoria da qualidade da água consumida pelas comunidades. Desde o início do programa, 2.040 nascentes foram protegidas, 133 somente em 2020, 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, por meio da criação das mudas de espécies nativas, doação à comunidade, e plantio pela própria Companhia. Ao todo, em 2020 foram mais de 360 mil mudas plantadas ou doadas, incluindo 2,8 mil araucárias no Paraná, como parte das compensações relacionadas à obra de implantação do Projeto de Transmissão Gralha Azul. Além de contribuir para a conservação da biodiversidade, o projeto tem caráter educativo, pois parte das doações são realizadas em eventos promovidos em escolas e outros ambientes comunitários.

- *Projeto Matriz Biodiversidade*: tem como principais objetivos o direcionamento de investimentos na área, a compatibilização de condicionantes ambientais com ações prioritárias de conservação, o aprimoramento dos indicadores de desempenho e a potencialização do impacto positivo sobre atributos ambientais ameaçados. Em 2020, os resultados do aprofundamento dos estudos ambientais em empreendimentos-piloto permitiram um desdobramento de ações estratégicas para conservação da biodiversidade nas regiões onde estão inseridos.

Responsabilidade social e relacionamento com as comunidades

Parceiras na busca pelo desenvolvimento sustentável, as comunidades das regiões onde a Companhia se insere constituem um público prioritário para a ENGIE Brasil Energia. Por isso, mantemos abertos canais de diálogo e apoiamos uma série de iniciativas das comunidades, destinando investimentos sociais principalmente para as seguintes áreas estratégicas: acesso à cultura e ao esporte, proteção da infância e da juventude, geração de renda e inclusão social.

Nos projetos em implantação, a partir do engajamento das comunidades locais e das orientações de órgãos licenciadores, a Companhia também incentiva atividades de capacitação e produção, com destaque para o apoio ao associativismo e ao cooperativismo e à melhoria das condições socioeconômicas de grupos sociais mais vulneráveis.

Em 2020, R$ 22,6 milhões foram investidos pela ENGIE Brasil Energia 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, a fim de ampliar o impacto positivo nas comunidades.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Investimentos em responsabilidade social (R$ mil)

Fonte de Recurso	2018	2019	2020	Variação 2020 x 2019
Investimentos não incentivados	3.497,0	4.034,6	7.504,2	86,0%
Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	1.837,0	2.609,0	1.868,4	-28,4%
Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	8.798,0	9.375,0	7.264,6	-22,5%
Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	1.610,0	2.490,0	1.418,5	-43,0%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	1.597,0	2.535,0	1.661,0	-34,5%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	1.607,4	2.546,0	1.436,3	-43,6%
Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	1.430,9	2.286,0	1.480,9	-35,2%
TOTAL	**20.377,3**	**25.875,6**	**22.633,9**	**-12,5%**

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 ENGIE, tanto por meio de recursos incentivados quanto de recursos próprios. Esses espaços 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, em Trairi (CE) e Saudade do Iguaçu (PR), receberam aval do Ministério da Cidadania e Secretaria da Cultura para início das obras – uma vez que utilizam recursos de incentivos fiscais para promoção cultural. O Centro de Itá (SC) ainda aguarda o aval da Secretaria.

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 33 mil pessoas participaram das atividades do programa em 2020, número significativamente inferior aos valores historicamente observados, em decorrência da suspensão de atividades em virtude da pandemia de Covid-19.

Apoio ao voluntariado

A ENGIE Brasil Energia realiza desde 2018 a campanha "Energia Voluntária" que incentiva a doação de Imposto de Renda devido dos colaboradores a projetos sociais como centros culturais, creches, orfanatos, hospitais ou lares de idosos. A Companhia fornece apoio consultivo para efetivar as doações. Outro viés importante da iniciativa está no engajamento dos doadores em relação aos projetos beneficiados e suas causas sociais. A Campanha de 2020 contou com a participação de 52 colaboradores, gerando doações da ordem de R$ 100 mil.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

De forma análoga, foram realizadas três campanhas de incentivo à doação de colaboradores a entidades do entorno das operações da Companhia que forneciam apoio às pessoas mais impactadas pela Covid-19, apoiando especialmente a aquisição de cestas básicas, EPIs e itens de higiene e limpeza. Na primeira campanha, a Companhia dobrou o valor doado pelos colaboradores. Outras duas rodadas semelhantes foram realizadas, em que o valor doado pelas equipes foi triplicado. Ao todo, foram arrecadados R$ 563 mil, considerando 1.528 doações de colaboradores e a participação da ENGIE Brasil Energia.

Enfrentamento à pandemia

Ciente do papel social que desempenha, a ENGIE Brasil Energia realizou uma série de ações dedicadas a apoiar as comunidades no enfrentamento à pandemia de Covid-19 e seus efeitos, destinando R$ 7,1 milhões a iniciativas nesse sentido. No início da crise sanitária, o foco esteve no apoio mais imediato às instituições de saúde, a fim de melhorar as condições de atendimento à população, por meio da doação de equipamentos e materiais hospitalares. Na sequência, o auxílio se voltou a famílias em situação de vulnerabilidade, beneficiadas com doações de alimentos, bem como por projetos mais estruturados de para trabalho e geração de renda.

Em paralelo às ações solidárias, a ENGIE se manteve conectada às instituições de pesquisa dedicadas a desenvolver soluções para prevenção e diagnóstico da Covid-19. Uma das principais iniciativas nesse sentido foi a composição de um fundo emergencial para Fundação Instituto Oswaldo Cruz (Fiocruz), visando aumentar a produção de testes. Junto a outras cinco empresas do setor elétrico, a ENGIE Brasil Energia colaborou para que o fundo tivesse arrecadação inicial de $ 9 milhões – desse total, R$ 1,5 milhão foi aportado pela Companhia. Destaque também ao Programa "Estímulo 2020", movimento que ofereceu capacitação e apoio financeiro para pequenos empreendedores manterem suas atividades durante a pandemia, com apoio financeiro da ENGIE Brasil Energia, da ordem de R$ 1,0 milhão.

Em demonstração do engajamento no apoio às comunidades e inspirados em medidas similares adotadas pelos Diretores da ENGIE S.A., na França, todos os Conselheiros da Administração da Companhia indicados pela controladora concordaram em renunciar aos honorários de junho, julho e agosto de 2020. Os respectivos valores foram incorporados à Campanha de Solidariedade organizada junto aos colaboradores, sendo revertidos em auxílio para instituições de saúde e pessoas em situação de vulnerabilidade social.

Mulheres do Nosso Bairro

Lançado pela Companhia em outubro de 2020, o projeto Mulheres do Nosso Bairro tem por objetivo apoiar mulheres das comunidades locais a superarem os efeitos negativos da pandemia. Alinhada ao compromisso da ENGIE Brasil Energia em promover a equidade de gênero, a iniciativa tem como base a constatação, relatada em estudos da ONU, de que as mulheres foram as mais impactadas pela crise sanitária – elas representam 70% da frente de combate à pandemia (empregos na área social e de saúde) e ocupam a maior parcela dos trabalhos informais, prejudicados neste momento e com poucas garantias sociais.

Entre essas iniciativas do projeto estão o fomento ao empreendedorismo, cursos on-line de capacitação gratuitos, informações sobre redes de apoio, ações de sensibilização e conscientização para combater a violência doméstica, além de suporte à saúde gestacional. O projeto iniciou com o aporte de R$ 770 mil e abrange mais de 100 municípios, em 13 estados do Brasil.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em outro eixo da iniciativa, a 1ª edição do Edital de Projetos foi finalizada em dezembro de 2020, contemplando 28 empreendedoras, que receberão, ao todo, R$ 500 mil para desenvolver seus negócios, gerando impacto positivo em suas famílias e comunidades.

Gestão de pessoas

Na ENGIE Brasil Energia, o capital humano constitui um ativo essencial ao desenvolvimento dos negócios. Alinhados ao propósito de acelerar a transição energética, contribuindo para a construção de um futuro mais sustentável, nossos colaboradores contam com programas e plataformas dedicadas ao desenvolvimento pessoal e profissional, de forma ética, que possibilite qualidade de vida, reconhecimento e satisfação. Em 2020, diante da pandemia de Covid-19, a gestão de pessoas trouxe desafios adicionais, superados a partir do compromisso irrestrito de assegurar a saúde física e mental dos colaboradores e de suas famílias.

Ao final do ano, 1.538 colaboradores integravam o quadro funcional da ENGIE Brasil Energia – que contempla também colaboradores de empreendimentos em que a Companhia possui 100% de controle – com a seguinte composição:

Empregados próprios em 31.12.2020, por gênero e categoria funcional

Colaboradores por gênero e categoria funcional	homens	% dos homens	mulheres	% das mulheres	total	% do total
Gerência	255	21%	37	12%	292	19%
Analistas, engenheiros e especialistas	343	28%	148	48%	491	32%
Operadores, técnicos	634	51%	121	40%	755	49%
Total	**1.232**		**306**		**1.538**	

Além desse contingente, a Companhia contava com 47 estagiários e outros 143 eram vinculados a empresas não controladas integralmente (108 à TAG, 31 à Companhia Energética Estreito e 4 à Itá Energética).

A fim de avaliar a efetividades dos programas desenvolvidos para os colaboradores, a Companhia realiza regularmente uma pesquisa de clima organizacional. Em 2020, 92% dos colaboradores responderam ao questionário. Os destaques desse ciclo de pesquisa foram:

- 95% recomendam a Companhia como um bom lugar para se trabalhar
- 92% se sentem orgulhosos por serem associados à Companhia
- 97% acreditam que a ENGIE é uma empresa ambientalmente responsável
- 98% acreditam que a ENGIE é uma empresa socialmente responsável
- 89% acreditam que a gestão apoia a diversidade e a inclusão na ENGIE

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 2020, nenhum acidente fatal foi registrado, e os indicadores anuais de Saúde e Segurança apresentaram desempenho dentro dos padrões pré-definidos.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Os quadros a seguir apresentam tais indicadores, segregando os dados referentes à ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), que são contabilizados em separado.

Acidentes de Trabalho (exceto EGSD)

Colaboradores próprios	
Número de horas de exposição ao risco	2.420.548
Acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	4
Dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	15
Acidentes fatais	0
Colaboradores de empresas contratadas	
Número de horas de exposição ao risco	17.660.961
Acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	103
Acidentes fatais	0

Acidentes de Trabalho EGSD

Colaboradores próprios	
Número de horas de exposição ao risco	174.088
Acidentes de trabalho e trajeto com e sem afastamento	0
Dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	0
Acidentes fatais	0
Colaboradores de empresas contratadas	
Número de horas de exposição ao risco	97.396
Acidente de trabalho e trajeto com e sem afastamento	0
Acidentes fatais	0

Indicadores – Saúde e Segurança no Trabalho (exceto EGSD)

Indicador	2018	2019	2020	Meta 2020*
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios	0,970	0,000	0,413	Não há
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios	0,000	0,000	0,006	**≤ 0,020**
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo	1,390	1,720	0,621	**≤ 0,800**
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção	1,640	0,630	0,787	**≤ 2,400**

Indicadores – Saúde e Segurança no Trabalho EGSD

Indicador	2019	2020	Meta 2020	Meta 2021
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios	4,650	0,000	**≤ 4,63**	≤ 3,50
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios	0,302	0,000	**≤ 0,069**	Não há

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Combate à Covid-19

Tão logo a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou a pandemia, a Companhia acionou um Comitê de Crise, em 13 de março de 2020, composto pela Diretoria e por profissionais de diferentes áreas e regiões de atuação. Com o objetivo de avaliar impactos e medidas a serem adotadas – reativa ou proativamente – esse grupo passou a interagir de forma sistemática, lançando um olhar holístico e diverso sobre problemas e soluções.

Em relação aos colaboradores, uma das primeiras medidas orientadas pelo Comitê, e chanceladas pela alta administração, foi a adoção do trabalho em regime de *home office* para profissionais dedicados a atividades passíveis de execução nesse formato – a partir de 17 de março, como forma de redução de exposição de boa parte do corpo funcional. Cabe destacar que essa medida pode ser efetivada de forma ágil, sem necessidade de adaptações tecnológicas relevantes, em virtude dos esforços e investimentos em digitalização realizados há vários anos pela Companhia, como um dos pilares da estratégia corporativa.

Para os profissionais em que o trabalho remoto não era uma alternativa, como os envolvidos diretamente nas operações e manutenções essenciais, foram estabelecidos planos de diferentes graus de mitigação, contingência, confinamento e isolamento. Além disso, tomaram-se medidas para cuidados adicionais – como distanciamento físico entre os profissionais e a limpeza de equipamentos e instalações com maior frequência – tendo em vista a manutenção do fornecimento de energia, um serviço essencial à sociedade.

Ciente dos impactos psicossociais gerados por todo esse movimento, em que o tempo de resposta por parte da Companhia era curto, mas o período de adaptação de todos os profissionais e de suas famílias à nova realidade poderia ser longo, a Companhia procurou, de forma constante, instruir, monitorar e motivar os profissionais, em diversas iniciativas. Nesse sentido, um canal de atendimento à saúde foi disponibilizado para apoio integral a colaboradores e familiares – em caráter confidencial, gratuito e operando 24 horas por dia, sete dias por semana, por e-mail ou telefone.

Em outra frente, questionários semanais eram enviados aos colaboradores para identificar níveis de ansiedade, satisfação e engajamento. Os resultados eram compartilhados com todos e discutidos de forma coletiva, com abertura para a troca de impressões e sugestões entre colegas, aliados a conteúdos e palestras voltados a mitigar problemas recorrentes.

De forma gradual, com maior intensidade no segundo semestre, a Companhia foi reestabelecendo o retorno dos profissionais ao regime de trabalho presencial – colaboradores em grupo de risco permanecem em trabalho remoto ou afastados. Ao fim do ano, os profissionais trabalhavam presencialmente em sistema de rodízio, de forma que no máximo 30% da capacidade das áreas fosse ocupada – mantidos todos os cuidados de distanciamento e higiene rigorosa. Testes de Covid eram realizados quinzenalmente em colaboradores e prestadores de serviços – ao todo, foram mais de 59 mil testes realizados no ano.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Balanço Social

1 – Base de cálculo	2020 (R$ mil)				2019 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	12.259.159				9.804.478			
Resultado Operacional (RO)	3.687.128				3.087.937			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	206.622				194.608			
Valor Adicionado Total (VAT)	7.444.141				6.201.746			
2 – Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	27.632	13,37	0,23	0,37	19.011	9,77	0,19	0,31
Encargos sociais compulsórios	84.860	41,07	0,69	1,14	76.673	39,40	0,78	1,24
Previdência privada	44.784	21,67	0,37	0,60	38.635	19,85	0,39	0,62
Saúde	23.992	11,61	0,20	0,32	19.379	9,96	0,20	0,31
Segurança e saúde no trabalho	15.867	7,68	0,13	0,21	6.917	3,55	0,07	0,11
Educação	435	0,21	0,00	0,01	424	0,22	0,00	0,01
Cultura	22	0,01	0,00	0,00	28	0,01	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.344	1,13	0,02	0,03	5.725	2,94	0,06	0,09
Creches ou auxílio-creche	409	0,20	0,00	0,01	413	0,21	0,00	0,01
Esporte	511	0,25	0,00	0,01	560	0,29	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	66.511	32,19	0,54	0,89	49.669	25,52	0,51	0,80
Transporte	6.560	3,17	0,05	0,09	6.242	3,21	0,06	0,10
Outros	1.452	0,70	0,01	0,02	1.522	0,78	0,02	0,02
Total – Indicadores sociais internos	**275.379**	**133,28**	**2,25**	**3,70**	**225.198**	**115,72**	**2,30**	**3,63**
3 – Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	14	0,01	-	-	50	0,03	-	-
Cultura	11.101	5,37	0,09	0,15	11.539	5,93	0,12	0,19
Saúde e saneamento	4.284	2,07	0,03	0,06	5.312	2,73	0,05	0,09
Esporte	1.482	0,72	0,01	0,02	2.515	1,29	0,03	0,04
Outros	5.478	2,65	0,04	0,07	6.604	3,39	0,07	0,11
Total das contribuições para a sociedade	**22.359**	**10,82**	**0,18**	**0,30**	**26.020**	**13,37**	**0,27**	**0,42**
Tributos (excluídos encargos sociais)	2.134.548	1.033,07	17,41	28,67	2.081.252	1.069,46	21,23	33,56
Total – Indicadores sociais externos	**2.156.907**	**1.043,89**	**17,59**	**28,97**	**2.107.272**	**1.082,83**	**21,49**	**33,98**
4 – Indicadores ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
empresa								
Passivos e contingências ambientais	13.608	6,59	0,11	0,18	12.476	6,41	0,13	0,20
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	27.264	13,20	0,22	0,37	12.033	6,18	0,12	0,19
Outros	2.322	1,12	0,02	0,03	2.233	1,15	0,02	0,04
Total dos investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	**43.194**	**1,17**	**0,35**	**0,58**	**26.742**	**0,87**	**0,27**	**0,43**
4.2 – Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	1.330	0,04	0,01	0,02	945	0,03	0,01	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.540	0,12	0,04	0,06	4.604	0,15	0,05	0,07
Outros	4.365	0,12	0,04	0,06	4.502	0,15	0,05	0,07
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**10.235**	**0,28**	**0,08**	**0,14**	**10.051**	**0,33**	**0,10**	**0,16**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**53.429**	**1,45**	**0,44**	**0,72**	**36.793**	**1,19**	**0,38**	**0,59**
Distribuição dos investimentos em meio ambiente	**em mil R$**		**% sobre total**		**em mil R$**		**% sobre total**	
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	22.862		42,79		11.507		31,27	
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	28.873		54,04		23.665		64,32	
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	1.694		3,17		1.621		4,41	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	35				45			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente:	9,3				-			

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

5 – Indicadores do corpo funcional	2020 (em unidades)	2019 (em unidades)
Número de empregados(as) no fim do período	1538	1.398
Número de admissões durante o período	272	140
Número de desligamentos durante o período	132	79
Número de estagiários(as)	47	49
Número de empregados por faixa etária:		
Menos de 30 anos	255	251
Entre 30 e 50 anos	1066	929
Mais de 50 anos	217	218
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	306 (19,9%)	267 (19,1%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	12,7%	13,2%
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	1.232 (80,1%)	1.131 (80,9%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	87,3%	86,8%
Número de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados	Não existe declaração formal por parte dos empregados
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados	Não existe declaração formal por parte dos empregados
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	53	44
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	17%	17%

6 – Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	2020	2019
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 4 Prestadores de Serviços: 103	ENGIE: 7 Prestadores de Serviços: 55
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção	( ) Direção
	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	( ) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Todos(as) os(as) empregados(as)
	(X) Todos(as) + CIPA	(X) Todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve	( ) Não se envolve
	(X) Segue as normas da OIT	(X) Segue as normas da OIT
	( ) Incentiva e segue a OIT	( ) Incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	( ) Direção	( ) Direção
	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção	( ) Direção
	( ) Direção e gerências	( ) Direção e gerências
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados	( ) Não são considerados
	( ) São sugeridos	( ) São sugeridos
	(X) São exigidos	(X) São exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve	( ) Não se envolve
	(X) Apoia	(X) Apoia
	( ) Organiza e incentiva	( ) Organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa	(0) Na empresa
	(N.A.) No Procon	(N.A.) No Procon
	(0) Na Justiça	(0) Na Justiça

Valor adicionado total a distribuir (em mil R$):		7.444.141		6.201.746
Distribuição do Valor Adicionado	**em mil R$**	**% sobre total**	**em mil R$**	**% sobre total**
Governo	3.024.354	40,6%	2.509.783	40,5%
Colaboradores(as)	361.756	4,9%	332.905	5,4%
Acionistas	2.622.280	35,2%	1.217.429	19,6%
Terceiros	1.260.763	16,9%	1.047.959	16,9%
Retido	174.988	2,4%	1.093.670	17,6%

7 – Outras Infomações	2020	2019
Consumo de água (água retirada da fonte – água devolvida)	9.871.120,28 m^3	8.613.378,12 m^3
Consumo de energia elétrica	76,0 GWh	167,92 GWh
Quantidade anual de resíduos gerados (evacuados)	2.556.216,47 ton	2.620.375,90 ton
Quantidade anual de resíduos recuperados	2.121.417,59 ton	2.056.567,79 ton

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 2021.

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, 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 se certificar 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 é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser estabelecido por meio do e-mail: forumsustentabilidade.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, auditores independentes da Companhia e de suas controladas, prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2020.

Em 16.10.2020 a controlada direta da Companhia, Pampa Sul, contratou carta de conforto para emissão de instrumentos de dívida junto ao auditor independente - Deloitte. O serviço foi realizado durante 2020. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 440 mil e representam 24,2% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2020.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 2020 E 2019

(Em milhares de reais)

ATIVO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.924.589	2.590.507	4.538.946	3.870.261
Contas a receber de clientes	5	692.801	643.570	1.723.101	1.451.227
Crédito de imposto de renda e contribuição social	24	86.218	120.317	140.785	166.833
Dividendos a receber	37	362.156	300.926	32.500	-
Estoques	6	17.314	15.435	189.428	220.964
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	18	11.689	114.550	14.475	115.131
Ganhos não realizados em operações de *trading*	18	-	-	320.309	288.771
Títulos e valores mobiliários	7	6.830	-	-	-
Depósitos vinculados	8	161.860	838	174.048	4.856
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	9	13.016	13.016	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	11	-	-	305.626	296.232
Outros ativos circulantes	13	90.515	137.506	274.413	311.478
		3.366.988	**3.936.665**	**7.728.720**	**6.740.842**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	4.829	4.577	4.829
		3.371.565	**3.941.494**	**7.733.297**	**6.745.671**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	18	714.101	311.577	719.380	311.577
Ganhos não realizados em operações de *trading*	18	-	-	54.385	42.695
Títulos e valores mobiliários	7	332.389	-	-	-
Depósitos vinculados	8	-	10.388	235.819	381.064
Depósitos judiciais	10	80.888	100.833	82.539	102.878
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	9	77.273	90.289	100.597	115.686
Ativo financeiro de concessão	11	-	-	2.499.170	2.411.942
Ativo de contrato	12	-	-	2.961.419	217.611
Outros ativos não circulantes	13	38.982	5.950	175.751	68.688
		1.243.633	**519.037**	**6.829.060**	**3.652.141**
Investimentos	**14**	**14.355.322**	**12.825.104**	**2.425.062**	**2.948.920**
Imobilizado	**15**	**3.825.549**	**4.072.139**	**15.537.837**	**15.330.211**
Intangível	**16**	**1.035.535**	**49.717**	**2.513.990**	**1.296.769**
Direito de uso de arrendamentos	**22**	**23.568**	**28.281**	**147.002**	**161.866**
		20.483.607	**17.494.278**	**27.452.951**	**23.389.907**
TOTAL		**23.855.172**	**21.435.772**	**35.186.248**	**30.135.578**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 2020 E 2019

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	17	141.257	149.361	861.752	765.020
Dividendos e juros sobre o capital próprio	32	1.381.504	1.195.925	1.385.056	1.197.924
Empréstimos e financiamentos	19	1.117.804	1.263.400	1.375.627	1.637.691
Debêntures	20	227.698	1.018.177	449.376	1.204.469
Arrendamentos a pagar	22	5.876	6.222	19.144	19.824
Concessões a pagar	23	222.474	139.008	228.865	145.136
Imposto de renda e contribuição social a pagar	24	45.618	52.788	198.541	176.395
Outras obrigações fiscais e regulatórias	25	40.547	48.036	113.901	104.855
Obrigações trabalhistas	26	100.980	83.943	130.097	106.005
Perdas não realizadas em operações de *trading*	18	-	-	321.654	258.305
Provisões	27	3.293	7.537	15.159	8.579
Obrigações com benefícios de aposentadoria	28	42.988	42.815	43.067	42.909
Outros passivos circulantes	30	98.662	177.941	238.687	312.532
		3.428.701	**4.185.153**	**5.380.926**	**5.979.644**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	19	4.165.848	2.882.714	9.825.881	7.181.363
Debêntures	20	3.298.115	3.267.237	5.113.171	4.739.535
Ações preferenciais resgatáveis	21	-	-	482.088	-
Arrendamentos a pagar	22	8.417	11.853	104.828	114.483
Perdas não realizadas em operações de *trading*	18	-	-	36.405	20.644
Concessões a pagar	23	3.733.291	3.042.295	3.783.453	3.091.354
Provisões	27	89.511	88.664	305.845	288.301
Obrigações com benefícios de aposentadoria	28	407.056	363.504	407.846	364.253
Imposto de renda e contribuição social diferidos	29	828.239	468.526	1.523.222	941.468
Outros passivos não circulantes	30	156.465	130.672	480.585	415.713
		12.686.942	**10.255.465**	**22.063.324**	**17.157.114**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	31	4.902.648	4.902.648	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	31	2.936.902	1.173.501	2.936.902	1.173.501
Dividendos adicionais propostos	32	609.594	949.744	609.594	949.744
Ajustes de avaliação patrimonial	31	(709.615)	(30.739)	(709.615)	(30.739)
		7.739.529	**6.995.154**	**7.739.529**	**6.995.154**
Participação de acionista não controlador		-	-	2.469	3.666
		7.739.529	**6.995.154**	**7.741.998**	**6.998.820**
TOTAL		**23.855.172**	**21.435.772**	**35.186.248**	**30.135.578**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 2020 E 2019

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

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	33	**3.951.537**	**4.733.631**	**12.259.159**	**9.804.478**
Custos operacionais					
Compras de energia	34	(529.351)	(1.052.585)	(2.583.053)	(2.666.211)
Transações no mercado de energia de curto prazo	34	(91.297)	(197.245)	(310.767)	(427.677)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão		(337.744)	(325.522)	(560.335)	(513.740)
Outros custos operacionais	34	(526.631)	(593.774)	(4.279.593)	(2.016.402)
Repactuação do risco hidrológico	16	967.681	-	967.681	-
Custo dos serviços prestados	34	(29.709)	(28.886)	(29.790)	(28.933)
		(547.051)	**(2.198.012)**	**(6.795.857)**	**(5.652.963)**
LUCRO BRUTO		**3.404.486**	**2.535.619**	**5.463.302**	**4.151.515**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	34	(16.568)	(14.782)	(25.369)	(26.566)
Despesas gerais e administrativas	34	(235.438)	(211.190)	(251.999)	(226.670)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	14/15	(40.828)	(4.900)	(98.755)	(4.900)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas		(3.947)	(881)	(4.667)	320.405
		(296.781)	**(231.753)**	**(380.790)**	**62.269**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	14	1.552.344	1.258.405	487.051	81.114
Amortização da mais valia	14	(3.341)	(3.341)	-	-
		1.549.003	**1.255.064**	**487.051**	**81.114**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**4.656.708**	**3.558.930**	**5.569.563**	**4.294.898**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	35	151.940	65.045	254.804	147.151
Despesas financeiras	35	(1.524.334)	(998.647)	(2.137.239)	(1.354.112)
		(1.372.394)	**(933.602)**	**(1.882.435)**	**(1.206.961)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**3.284.314**	**2.625.328**	**3.687.128**	**3.087.937**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	36	(113.762)	(243.972)	(411.793)	(555.024)
Diferido	36	(373.461)	(71.431)	(478.067)	(221.814)
		(487.223)	**(315.403)**	**(889.860)**	**(776.838)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.797.091**	**2.309.925**	**2.797.268**	**2.311.099**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.797.091	2.309.925	2.797.091	2.309.925
Acionista não controlador		-	-	177	1.174
		2.797.091	**2.309.925**	**2.797.268**	**2.311.099**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**31.f**	**3,42811**	**2,83104**	**3,42811**	**2,83104**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 2020 E 2019

(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.797.091**	**2.309.925**	**2.797.268**	**2.311.099**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	28	(46.600)	(87.233)	(46.477)	(87.233)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	29	15.844	29.659	15.802	29.659
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		81	-	-	-
		(30.675)	**(57.574)**	**(30.675)**	**(57.574)**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Ganhos não realizados originados no exercício	18	6.162	-	10.130	1.024
Perdas realizadas originadas no exercício		-	-	-	(4.766)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	29	(2.096)	-	(2.661)	(214)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		3.403	(3.956)	-	-
		7.469	**(3.956)**	**7.469**	**(3.956)**
Participação em controlada em conjunto					
Mudança de participação em controlada em conjunto	14	-	(99.230)	-	(99.230)
Hedge de fluxo de caixa de controlada em conjunto	14	(626.327)	(151.833)	(626.327)	(151.833)
		(626.327)	**(251.063)**	**(626.327)**	**(251.063)**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**2.147.558**	**1.997.332**	**2.147.735**	**1.998.506**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.147.558	1.997.332	2.147.558	1.997.332
Acionista não controlador		-	-	177	1.174
		2.147.558	**1.997.332**	**2.147.735**	**1.998.506**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

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

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

(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 31.12.2018		**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		-	-	-	-	(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	28	-	-	-	-	-	-	-	(57.574)	**(57.574)**	-	**(57.574)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	18	-	-	-	-	-	-	-	(3.956)	**(3.956)**	-	**(3.956)**
Participação em controlada em conjunto	14	-	-	-	-	-	-	-	(251.063)	**(251.063)**	-	**(251.063)**
Dividendos e JCP não reclamados	32	-	-	-	-	-	5.738	-	-	**5.738**	-	**5.738**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	25.407	(25.407)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:												
- Reserva legal	31	-	115.496	-	-	-	(115.496)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	31	-	-	28.431	-	-	(28.431)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares	32	-	-	-	-	-	(893.399)	-	-	**(893.399)**	(1.899)	**(895.298)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	32	-	-	-	-	-	(354.000)	-	-	**(354.000)**	-	**(354.000)**
- Dividendos adicionais propostos	32	-	-	-	-	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**
Retenção dos dividendos adicionais de 2019	32	-	-	-	949.744	(949.744)	-	-	-	**-**	-	**-**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	2.797.091	-	-	**2.797.091**	177	**2.797.268**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	28	-	-	-	-	-	-	-	(30.675)	**(30.675)**	-	**(30.675)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	18	-	-	-	-	-	-	-	7.469	**7.469**	-	**7.469**
Participação em controlada em conjunto	14	-	-	-	-	-	-	-	(626.327)	**(626.327)**	-	**(626.327)**
Dividendos e JCP não reclamados	32	-	-	-	-	-	3.978	-	-	**3.978**	-	**3.978**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	29.343	(29.343)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:												
- Reserva legal	31	-	139.855	-	-	-	(139.855)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	31	-	-	35.133	-	-	(35.133)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de retenção de lucros	31	-	-	-	638.669	-	(638.669)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares	32	-	-	-	-	-	(1.232.161)	-	-	**(1.232.161)**	(1.356)	**(1.233.517)**
- Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	(18)	**(18)**
- Juros sobre o capital próprio (JCP)	32	-	-	-	-	-	(175.000)	-	-	**(175.000)**	-	**(175.000)**
- Dividendos adicionais propostos	32	-	-	-	-	609.594	(609.594)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2020		**4.902.648**	**936.880**	**233.936**	**1.766.086**	**609.594**	**-**	**230.981**	**(940.596)**	**7.739.529**	**2.469**	**7.741.998**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 2020 E 2019

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.284.314	2.625.328	3.687.128	3.087.937
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(1.549.003)	(1.255.064)	(487.051)	(81.114)
Depreciação e amortização	300.491	296.829	914.975	863.343
Repactuação do risco hidrológico	(967.681)	-	(967.681)	-
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	40.828	4.900	98.755	4.900
Variação monetária	757.253	275.160	925.309	320.045
Juros	631.248	700.099	1.055.304	970.559
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	(381.745)	(382.735)
Remuneração de ativo de contrato	-	-	(189.720)	(14.549)
Perdas (ganhos) não realizados em operações de *trading*	-	-	35.882	(9.328)
Outros	(2.285)	248	8.692	9.369
Lucro antes dos tributos ajustado	**2.495.165**	**2.647.500**	**4.699.848**	**4.768.427**
(Aumento) redução nos ativos				
Contas a receber de clientes	(37.479)	(99.138)	(284.980)	(247.000)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	34.099	(31.463)	26.078	(67.056)
Estoques	(1.880)	2.352	31.537	(92.101)
Depósitos vinculados e judiciais	23.659	3.055	(27.466)	3.318
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	13.016	13.017	15.089	15.090
Ativo financeiro de concessão	-	-	285.123	269.671
Ativo de contrato	-	-	(2.398.290)	(155.364)
Outros ativos	(71)	158.586	(16.122)	(3.581)
(Redução) aumento nos passivos				
Fornecedores	(7.421)	(128.055)	(26.261)	65.601
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(16.282)	(6.743)	27.705	(3.561)
Obrigações trabalhistas	17.037	(7.046)	24.092	6.433
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(30.407)	(29.251)	(30.424)	(29.432)
Outros passivos	(60.322)	19.155	(87.703)	159.161
Caixa gerado pelas operações	**2.429.114**	**2.541.969**	**2.238.226**	**4.689.606**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(263.089)	(305.081)	(605.487)	(579.734)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(25.791)	(287.511)	(290.488)	(488.606)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**2.140.234**	**1.949.377**	**1.342.251**	**3.621.266**

Continua na próxima página

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Atividades de investimento				
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto	1.043.029	614.534	679.250	351.000
Aumento de capital em controladas e controladas em conjunto	(1.421.977)	(3.296.626)	-	(2.789.257)
Aquisição de investimento	(327.168)	(680.612)	(327.168)	(680.612)
Redução de capital em controladas	-	1.645.461	-	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(74.571)	(93.631)	(1.020.131)	(1.165.832)
Indenização por descumprimentos contratuais	-	-	-	71.886
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	-	(328.889)	(16.977)
Aquisição títulos e valores mobiliários	(340.000)	-	-	-
Caixa líquido das atividades de investimento	**(1.120.687)**	**(1.810.874)**	**(996.938)**	**(4.229.792)**
Atividades de financiamento				
Captação de empréstimos e financiamentos	1.132.476	1.127.997	3.313.779	2.664.545
Emissão de debêntures	-	4.064.987	1.009.284	4.064.987
Ações preferenciais emitidas	-	-	476.757	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de *hedge*	(307.946)	(147.822)	(1.437.609)	(459.381)
Pagamento de debêntures, líquidas de *hedge*	(964.993)	(1.535.006)	(1.671.209)	(1.713.612)
Pagamento de parcelas de concessões	(147.242)	(73.356)	(153.879)	(79.755)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.241.098)	(2.260.725)	(1.240.918)	(2.260.825)
Pagamento de arrendamentos	(6.217)	(6.525)	(20.362)	(16.743)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(150.445)	59	35.419	(132.399)
Outros	-	-	12.110	(3.822)
Caixa líquido das atividades de financiamento	**(1.685.465)**	**1.169.609**	**323.372**	**2.062.995**
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa	**(665.918)**	**1.308.112**	**668.685**	**1.454.469**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	2.590.507	1.282.395	3.870.261	2.415.792
Saldo final	1.924.589	2.590.507	4.538.946	3.870.261
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa	**(665.918)**	**1.308.112**	**668.685**	**1.454.469**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 41 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 2020 E 2019

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	4.342.326	5.259.702	10.253.752	10.235.886
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	2.365.578	155.364
Receita de construção de geração	-	-	1.010.930	1.144.106
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	381.745	382.735
Remuneração de ativo de contrato	-	-	189.720	14.549
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	-	23.489
Ganho em ação judicial	50.341	-	83.549	-
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(3.947)	(881)	(4.667)	353.122
	4.388.720	**5.258.821**	**14.280.607**	**12.309.251**
(-) Insumos				
Compras de energia	(529.351)	(1.052.585)	(2.583.053)	(2.666.211)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(91.297)	(197.245)	(310.767)	(427.677)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(337.744)	(325.522)	(560.335)	(513.740)
Combustíveis para a produção de energia	(927)	-	(204.135)	(172.962)
Materiais e serviços de terceiros	(124.157)	(114.961)	(440.317)	(357.872)
Seguros	(21.947)	(21.602)	(89.042)	(66.984)
Custos com construção de usinas	-	-	(955.273)	(992.175)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(2.309.454)	(151.334)
Repactuação do risco hidrológico	967.681	-	967.681	-
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(40.828)	(4.900)	(98.755)	(4.900)
Outros	(13.553)	(40.545)	(79.896)	(118.572)
	(192.123)	**(1.757.360)**	**(6.663.346)**	**(5.472.427)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**4.196.597**	**3.501.461**	**7.617.261**	**6.836.824**
Depreciação e amortização	(300.491)	(296.829)	(914.975)	(863.343)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**3.896.106**	**3.204.632**	**6.702.286**	**5.973.481**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	151.940	65.045	254.804	147.151
Resultado de participações societárias	1.549.003	1.255.064	487.051	81.114
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**5.597.049**	**4.524.741**	**7.444.141**	**6.201.746**

Continua na próxima página

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2020	%	31.12.2019	%	31.12.2020	%	31.12.2019	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	146.988	2,6	131.889	2,9	229.016	3,1	210.009	3,4
Benefícios	38.674	0,7	43.973	1,0	64.891	0,9	67.222	1,1
Participação nos resultados	31.966	0,6	22.749	0,5	48.235	0,6	35.114	0,6
FGTS	10.913	0,2	11.295	0,2	19.614	0,3	20.560	0,3
	228.541	**4,1**	**209.906**	**4,6**	**361.756**	**4,9**	**332.905**	**5,4**
Do governo								
Impostos federais	918.386	16,5	826.778	18,4	1.882.086	25,3	1.808.008	29,0
Impostos estaduais	23.812	0,4	24.327	0,5	44.470	0,6	34.680	0,6
Impostos municipais	4.066	0,1	4.059	0,1	5.034	0,1	4.664	0,1
Encargos setoriais	107.507	1,9	150.307	3,3	163.057	2,2	196.655	3,2
Encargos sobre concessão a pagar	921.704	16,5	458.269	10,1	929.707	12,5	465.776	7,5
	1.975.475	**35,4**	**1.463.740**	**32,4**	**3.024.354**	**40,7**	**2.509.783**	**40,4**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	559.250	10,0	531.665	11,8	1.148.486	15,3	847.460	13,6
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	55.657	0,7	151.931	2,4
Aluguéis	1.416	-	1.944	-	7.496	0,1	11.285	0,2
Outras despesas financeiras	35.276	0,6	7.561	0,2	49.124	0,8	37.283	0,6
	595.942	**10,6**	**541.170**	**12,0**	**1.260.763**	**16,9**	**1.047.959**	**16,8**
Do capital próprio								
Reserva legal	139.855	2,5	115.496	2,6	139.855	1,9	115.496	1,9
Reserva de incentivos fiscais	35.133	0,6	28.431	0,6	35.133	0,3	28.431	0,5
Reserva de retenção de lucros	638.669	11,4	-	-	638.669	8,6	-	-
Dividendos	1.841.755	32,9	1.843.143	40,7	1.841.755	24,8	1.843.143	29,7
Juros sobre o capital próprio	175.000	3,1	354.000	7,8	175.000	2,4	354.000	5,7
Realização do custo atribuído	(29.343)	(0,5)	(25.407)	(0,6)	(29.343)	(0,4)	(25.407)	(0,4)
Dividendos e JCP não reclamados	(3.978)	(0,1)	(5.738)	(0,1)	(3.978)	(0,1)	(5.738)	-
Acionista não controlador	-	-	-	-	177	-	1.174	-
	2.797.091	**49,9**	**2.309.925**	**51,0**	**2.797.268**	**37,5**	**2.311.099**	**37,4**
	5.597.049	**100,0**	**4.524.741**	**100,0**	**7.444.141**	**100,0**	**6.201.746**	**100,0**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "ENGIE") 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 painéis solares, de transporte de gás e de transmissão de energia. Mais informações vide Nota 38 – 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 6,2%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2020, 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 4.970,9 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 31.12.2020, 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").

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

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no ano de 2020 foram estes:

a) Dívidas

Abaixo seguem as contratações de dívidas efetuadas pela Companhia e suas controladas em 2020.

Empresa	Data da contratação	Dívida	Montante contratado	Notas
Controladora:				
ENGIE Brasil Energia	25.03.2020	moeda externa na modalidade da Lei n° 4.131/1962, e respectiva operação de *swap* para CDI	USD 125 milhões	19
ENGIE Brasil Energia	09.09.2020	moeda externa na modalidade da Lei n° 4.131/1962, e respectiva operação de *swap* para CDI	USD 94 milhões	19
Controladas:				
NEP[1]	02.03.2020	1ª emissão de debêntures simples - Instrução CVM n° 476/2009	R$ 500 milhões	20
Gralha Azul[2]	30.03.2020	BNDES[3]	R$ 1.481 milhões	19
Conjunto Eólico Campo Largo II	27.04.2020	BNDES	R$ 1.243 milhões	19
Novo Estado[4]	22.06.2020	BNDES	R$ 1.710 milhões	19
Novo Estado	19.08.2020	BASA[5]	R$ 800 milhões	19
NEP	01.09.2020	ações preferenciais resgatáveis	R$ 500 milhões	21
Pampa Sul[6]	23.09.2020	1ª emissão de debêntures simples - Instrução CVM n° 476/2009	R$ 340 milhões	7 e 20
Pampa Sul	16.11.2020	2ª emissão de debêntures simples - Instrução CVM n° 400/2003	R$ 582 milhões	20

(1) Novo Estado Participações S.A.
(2) Gralha Azul Transmissão de Energia S.A.
(3) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
(4) Novo Estado Transmissora de Energia S.A.
(5) Banco da Amazônia S.A.
(6) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.

A emissão das ações preferenciais resgatáveis pela NEP foi efetuada para liquidação, em 02.09.2020, das debêntures emitidas pela mesma controlada.

Em 09.10.2020 ocorreu o pré-pagamento da dívida da controlada direta Companhia Energética Estreito (CEE) junto ao BNDES e aos bancos repassadores no montante total de R$ 847 milhões. Para o pré-pagamento, parte dos recursos foi proveniente de adiantamento para futuro aumento de capital da controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R$ 449 milhões, cuja origem foi a contratação de empréstimos em moeda externa na modalidade da Lei n° 4.131/1962, no montante de USD 94 milhões, e respectiva operação de *swap* para CDI, conforme citado no quadro acima. O restante dos recursos foi originário das disponibilidades da controlada direta CEE.

Adicionalmente, as debêntures relativas a 1ª emissão de Pampa Sul, no valor de R$ 340 milhões, foram adquiridas pela ENGIE Brasil Energia e estão apresentadas, na controladora, na rubrica "Títulos e valores mobiliários".

b) Aquisição da Novo Estado Transmissora de Energia S.A. ("Novo Estado")

Em 03.03.2020, após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações de Novo Estado. O preço de aquisição totalizou R$ 372 milhões. Mais informações vide Nota 16 – Intangível.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

A Novo Estado detém a concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. 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 pelo prazo de 30 anos. O prazo limite para início da operação da linha de transmissão, cuja RAP é de R$ 313 milhões, é 09.03.2023.

c) Reafirmação e alterações de *ratings* da Companhia e de controladas

Abaixo seguem avaliações efetuadas por agências de classificação de risco no decorrer de 2020:

Empresa	Agência	*Rating*	Classificação	Data
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	12.03.2020
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB' com perspectiva estável	12.03.2020
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo - 6ª, 7ª e 9ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	12.03.2020
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva estável	12.03.2020
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB', com perspectiva negativa -	07.05.2020
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva negativa -	07.05.2020
Pampa Sul	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo – 1ª e 2ª emissões de debêntures	'AAA(bra)', com perspectiva estável	17.09.2020
Pampa Sul	S&P	*rating* escala nacional – 1ª e 2ª emissões de debêntures	'brAAA', com perspectiva estável	06.11.2020

Segundo a Fitch, a revisão da perspectiva do *rating* soberano brasileiro de estável para negativa, em 07.05.2020, reflete a deterioração das perspectivas econômicas e fiscais do Brasil e os riscos negativos de ambas, dada a incerteza política renovada, incluindo tensões entre o Poder Executivo e o Congresso Nacional, e incerteza sobre a duração e a intensidade da pandemia do novo coronavírus.

d) Aquisição de participação adicional em Transportadora Associada de Gás ("TAG")

Em 14.05.2020, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a participação no processo para aquisição acionária de 10% do capital social da TAG, detidos pela Petrobras, em parceria com outra investidora do Grupo ENGIE e terceiros que formam o Grupo Investidor. Em 20.07.2020, foi anunciada a aquisição de participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha, pelo valor de R$ 327 milhões. Mais informações estão apresentadas na Nota 14 – Investimentos.

e) Recuperação de tributos federais

Em 18.05.2020 foram obtidas decisões favoráveis em trânsito em julgado que garantiram à Companhia o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais, devidamente atualizados pela taxa Selic, nos montantes de R$ 96 milhões na controladora e R$ 160 milhões no consolidado. Mais informações estão apresentadas na Nota 13 – Outros ativos.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

f) Repactuação do risco hidrológico – Lei n° 14.052

As condições para o acordo acerca da nova repactuação do risco hidrológico foram estabelecidas pela Lei n° 14.052, aprovada em 08.09.2020, e reguladas pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020, emitida em 01.12.2020. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da energia e, de forma retroativa, por geração fora da ordem de mérito e importação.

Como compensação, os geradores garantiram o direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos, considerando apenas a parcela de energia que não foi repactuada em 2015.

Pelo calendário da Aneel, o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tiveram dez dias, a partir da publicação da resolução retromencionada, para enviar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) os dados de entrada necessários ao cálculo dos valores de compensação. A CCEE terá mais 90 dias para apresentar os resultados à agência, que deverá publicar os valores em até 30 dias após o recebimento. O prazo de adesão dos geradores é de 60 dias, a partir da publicação dos cálculos pela Aneel.

Em 15.12.2020, o Conselho de Administração aprovou a adesão das usinas da Companhia detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020. Diante disso, foi reconhecido intangível no montante de R$ 968 milhões no 4° trimestre de 2020, correspondente ao direito de extensão da concessão, em contrapartida da rubrica "Custos operacionais – Repactuação do risco hidrológico" da demonstração do resultado. Mais detalhes estão apresentados na Nota 16 – Intangível.

g) Acompanhamento do projeto Gralha Azul

Em 15.10.2020, em uma ação civil pública movida por três Organizações não Governamentais (ONGs), a controlada indireta Gralha Azul recebeu uma liminar da Justiça Federal, suspendendo duas licenças ambientais do projeto e a supressão de vegetação desses grupos, relativas à linha de 525 Kv. Em 09.12.2020, o Superior Tribunal de Justiça (STJ), deferiu o pedido de suspensão de liminar e de sentença apresentado pela União Federal e pelo Estado do Paraná e em 10.12.2020 deferiu o pedido de suspensão de liminar e de sentença apresentado pela Companhia, suspendendo assim a liminar e possibilitando a retomada e continuidade das obras imediatamente.

Adicionalmente, em 16.10.2020, o Ministério Público Federal e o Ministério Público do Estado do Paraná ajuizaram uma segunda ação civil pública, que passou a tramitar em conexão com a ação acima, na mesma Vara Federal. Há pedido de liminar nessa segunda ação, que ainda não foi apreciado pela Justiça Federal. A Companhia está investindo todos os esforços para demonstrar ao Poder Judiciário o cumprimento de todos os procedimentos legais e seu compromisso e respeito ao meio ambiente, preservando assim a legítima continuidade das atividades de implantação das linhas de transmissão. Até a data da publicação dessas demonstrações contábeis, nenhuma Liminar tinha sido concedida pelo Poder Judiciário, o que permitiu a continuidade normal da obra.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em 31.12.2020, não há aumento significativo no orçamento e no cronograma da obra em função dos itens mencionados e a estimativa de entrada em operação comercial segue inalterada.

Ressalta-se que se encontram em execução 17 programas ambientais a fim de reduzir, controlar e compensar os impactos ambientais. Todos os esforços adicionais possíveis vêm sendo adotados para reduzir a supressão das espécies nativas e ameaçadas, a qual, quando inevitável, é realizada de forma controlada e responsável, minimizando os impactos ambientais na região.

Como exemplo de ações que vem sendo adotadas para preservar o maior número de espécies em toda a extensão do Sistema de Transmissão, tem-se o desvio do traçado das áreas sensíveis, como Reservas Particulares de Patrimônio Natural (RPPN) e Unidades de Conservação de Proteção Integral, o alteamento das torres e o uso de drones para o lançamento dos cabos, bem como o uso apenas de torres autoportantes em áreas de vegetação nativa. Todo o esforço que vem sendo feito possibilitou que apenas 4% da área de influência das linhas e subestações que fazem parte do projeto fossem impactadas.

Cabe destacar que todos os impactos oriundos do projeto, incluindo a supressão de vegetação, são objeto de compensações ambientais e de reposição florestal, com iniciativas que ultrapassam o previsto na legislação vigente. Somam-se a essas medidas compensatórias, aquelas de caráter voluntário, desenvolvidas em alinhamento às políticas de sustentabilidade da Companhia, como a doação de 3.000 mudas de árvores de espécies nativas, o apoio a projetos de conservação da fauna e flora e o plantio de três araucárias para cada uma que venha a ser suprimida.

h) Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, foi formado um grupo de trabalho especial, dedicado ao estudo de alternativas para o CTJL. O estudo inclui a avaliação aprofundada de implicações socioeconômicas, a partir do diálogo com todas as partes interessadas. Diante dos cenários que estão sendo estudados, a Companhia reconheceu *impairment* no montante de R$ 58 milhões relativos às unidades 1 e 2 da UTLA, devido a possibilidade de desligamento dessas unidades.

i) Impactos da pandemia provocada pelo novo coronavírus

Em 11.03.2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) caracterizou a propagação da Covid-19, doença causada pelo novo coronavírus, como pandemia, fazendo com que os países adotassem abordagens que possibilitem a prevenção de infecções, a preservação da vida e a minimização dos impactos decorrentes da referida doença.

Em decorrência da pandemia, foram tomadas medidas restritivas no sentido de determinar o distanciamento social e o fechamento de estabelecimentos comerciais, além da paralisação da indústria. Estas medidas resultaram em desaceleração da cadeia de suprimentos e significativo impacto na economia global.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em 13.03.2020, a Companhia constituiu o Comitê de Gerenciamento de Crise para coordenar os esforços e alinhar ações preventivas. No final do 3° trimestre de 2020, a Companhia divulgou aos seus colaboradores a possibilidade de retorno gradual à Sede, fornecendo recursos como aplicativo para reserva de datas, cartilha de orientação para acesso às instalações, exames periódicos para detecção da Covid-19, máscaras descartáveis, álcool gel, entre outros.

Em 2020, a Companhia não apurou impactos significativos decorrentes da pandemia em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, estando suas atividades autorizadas pelos órgãos federativos, visto a condição de atividade essencial às atividades do país. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da pandemia e ocorra a retomada da atividade econômica aos níveis anteriores, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos. A seguir estão elencados os principais itens que estão sendo acompanhados pela Companhia.

i.1) Demanda de energia elétrica

As restrições à circulação e às atividades comerciais, industriais e de serviços impactam o consumo de energia elétrica. Contudo, grande parte do montante do consumo de energia previsto está respaldado por contratos firmados anteriormente à Covid-19. Conforme Nota 40 – Compromissos de longo prazo, os percentuais de contratação não apresentaram variação significativa em comparação com os divulgados em anos anteriores pela Companhia.

No âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL), a Companhia avaliou pontualmente renegociações com seus clientes, com a finalidade de propor alternativas relacionadas a adequação contratual durante todo o período de vigência, em especial a postergação dos vencimentos de faturas de clientes impactados de forma significativa pela pandemia, mediante cobrança de juros equivalentes aos praticados no mercado. Os contratos no ACL em geral possuem uma faixa de flexibilidade em relação ao montante contratado, permitindo compartilhamento do risco da variação do consumo até um limite pré-estabelecido. Em função da pandemia alguns segmentos tiveram redução de consumo e, consequentemente, os montantes mensais contratuais foram reduzidos dentro da faixa contratada. Parcela significativa dessa redução foi parcialmente compensada com a liquidação dessa energia na CCEE. Em relação ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), não há alteração nas cláusulas contratuais.

i.2) Implantação de novas usinas e de linhas de transmissão

O Decreto n° 10.282, de 20.03.2020, regulamentou a Lei n° 13.979, de 06.02.2020, definindo os serviços públicos e as atividades essenciais, dentre as quais estão incluídas as atividades de geração e transmissão de energia elétrica. Adicionalmente, o Decreto n° 10.329, de 28.04.2020, estendeu o conceito de atividades essenciais às obras de engenharia relacionadas ao Sistema Elétrico Brasileiro. Estes Decretos foram favoráveis à Companhia, visto que garantem a continuidade das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. Em decorrência de questões políticas municipais vinculadas a pandemia da Covid-19, ocorreram Decretos Municipais que geraram paralisações intermitentes nas obras do Conjunto Eólico Campo Largo II.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em 2020, a obra do Conjunto Eólico Campo Largo II, esteve paralisada de 25.03.2020 até 20.04.2020, de 09.05.2020 até 18.05.2020 e de 22.05.2020 até 08.07.2020, quando a ENGIE Brasil Energia foi autorizada a retornar as atividades com uma limitação de 25% da mão-de-obra total no pico da obra, crescendo gradativamente até 75% com a construção de novas estruturas temporárias para adaptação à pandemia da Covid-19 nos primeiros 2 meses. Não são estimados impactos significativos nos prazos e nos custos da obra em decorrência da paralisação mencionada.

i.3) Adiamento de leilões de geração e transmissão

Em 30.03.2020, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria n° 134/2020, que adiou, por tempo indeterminado, os leilões de geração e transmissão de energia programados para o ano de 2020. O leilão de transmissão ocorreu em 17.12.2020. Em 08.12.2020, a Portaria n° 435/2020 cancelou os leilões de geração que ocorreriam em 2020. Ressalta-se que a mesma portaria estabelece cronograma estimado para leilões de geração nos anos de 2021, 2022 e 2023. A Companhia possui empreendimentos de geração em seu portfólio que poderão estar em condições de participar dos referidos leilões.

i.4) Nível de inadimplência

A Companhia está acompanhando a realização de seu saldo de contas a receber de clientes, bem como o risco associado a cada cliente. Os montantes vencidos na data base destas demonstrações financeiras estão apresentados na Nota 5 – Contas a receber de clientes. Até o presente momento não houve aumento significativo do nível de inadimplência da Companhia.

É importante destacar que os contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os relativos ao mercado regulado (CCEAR), possuem um mecanismo de constituição de garantias que minimiza o risco de crédito. A Companhia, com o mesmo objetivo, exige garantias para consumidores livres, comercializadoras e geradoras. 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.

i.5) Suspensão temporária do serviço da dívida

Em março de 2020, o BNDES aprovou medidas socioeconômicas para mitigar os efeitos da pandemia da Covid-19, dentre as quais a possibilidade de concessão da suspensão temporária por até seis meses em 2020 das parcelas do serviço da dívida (principal e juros) dos financiamentos contratados junto ao banco. Esta medida é denominada *standstill*.

Diante das condições oferecidas pelo BNDES, a Companhia entendeu prudente a utilização desta medida para as controladas da Energias Eólicas do Ceará e para a controlada direta Pampa Sul, a qual foi aprovada, com efeito imediato, em 28.04.2020. Desta forma, ficou ratificada a suspensão dos pagamentos por seis meses consecutivos, entre os meses de maio e outubro de 2020.

A adesão ao *standstill* do BNDES proporcionou um caixa adicional de aproximadamente R$ 78 milhões, com a diluição desse montante por todo o prazo remanescente dos empréstimos contratados junto ao BNDES.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

i.6) Tributos

O Governo Federal, em decorrência da pandemia, postergou o pagamento de PIS e Cofins (cumulativo e não cumulativo), por meio das Portarias ME n° 139, de 03.04.2020, e n° 245, de 15.06.2020, conforme demonstrado abaixo. Os prazos de pagamento do IRPJ e CSLL permaneceram inalterados.

Tributos e competências	Vencimento inicial	Vencimento pós Portarias
PIS e Cofins de março de 2020	abril de 2020	agosto de 2020
PIS e Cofins de abril de 2020	maio de 2020	outubro de 2020
PIS e Cofins de maio de 2020	junho de 2020	novembro de 2020

Adicionalmente, a Companhia adotou a flexibilização do FGTS, permitida na Medida Provisória n° 927, de 22.03.2020 e o diferimento da contribuição previdenciária pelas Portarias n° 150 e 245, de 07.04.2020 e de 15.06.2020, respectivamente, conforme demonstrado abaixo.

Tributos e competências	Vencimento inicial	Vencimento pós Portarias
FGTS de abril de 2020	maio de 2020	6 parcelas de julho a dezembro de 2020
FGTS de maio de 2020	junho de 2020	6 parcelas de julho a dezembro de 2020
Contribuição previdenciária de março de 2020	abril de 2020	julho de 2020
Contribuição previdenciária de abril de 2020	maio de 2020	outubro de 2020
Contribuição previdenciária de maio de 2020	junho de 2020	novembro de 2020

i.7) Redução ao valor recuperável de ativos de longa duração

A Companhia avaliou os indicativos de desvalorização de ativos decorrentes da pandemia e concluiu não haver evidências de que os custos registrados sejam superiores aos seus valores de recuperação. A Companhia adotou medidas que postergaram a realização de caixa potencialmente no curto prazo, não tendo identificado efeitos significativos de médio e longo prazo.

i.8) Deliberação acerca da destinação do resultado de 2019

Em decorrência do agravamento da Covid-19 e seus possíveis impactos na economia brasileira, para o setor de energia e para a Companhia, a Administração julgou necessário reavaliar as bases e premissas utilizadas acerca da destinação do lucro líquido do exercício de 2019. Desta forma, em 16.04.2020, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral, a aprovação pelo Conselho de Administração da atualização de sua proposta de destinação do lucro líquido do exercício de 2019, propondo a retenção do montante anteriormente encaminhado como dividendos complementares do ano de 2019, no valor de R$ 950 milhões, com base em orçamento de capital. Essa retenção tem por fim servir como parte das fontes de recursos destinados à aplicação direta na manutenção do parque produtivo e investimento em novos empreendimentos. Tal deliberação foi aprovada na AGO realizada em 28.04.2020.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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, 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 individuais e consolidadas 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente, por meio de outras informações, diferentes dos preços cotados (nível 1); e

- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais as informações utilizadas na mensuração do valor justo não estão disponíveis no mercado (não observáveis).

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.

Atualmente, as atividades operacionais da Companhia são concentradas nos seguintes segmentos: (i) geração e venda de energia elétrica; (ii) *trading* de energia elétrica; (iii) transmissão de energia; (iv) venda, operação e manutenção de geradores e painéis solares; e (v) transporte de gás.

A Companhia apresenta suas 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 e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados 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:

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Investidor	Segmento operacional	Participação no capital (%) 31.12.2020	31.12.2019
Controladas integrais diretas				
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Estreito ("CEE")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")[1]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda ("Miranda")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD")	ENGIE	Painéis Solares	99,99	99,99
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")	ENGIE	*Trading*	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")[1]	ENGIE	Transmissão	99,99	-
ENGIE Comercializadora de Gás Ltda ("ECG")	ENGIE	Gás	99,90	-
Operação em conjunto				
Itá Energética S.A. ("Itasa")	ENGIE	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")[1] e controladas[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")[1] e controladas[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações S.A. ("CLWP Br")[1] e controladas[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações S.A. ("CLWP Br II")[1] e controladas[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações S.A.[1] e controladas[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
Santo Agostinho Participações Ltda. [1] e controladas[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")[2]	ECP	Geração	99,99	99,99
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[1] e controladas[2]	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	99,99
Novo Estado Participações S.A.[3] ("NEP")[1] e controlada[2]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações III S.A. ("ETP III")[1]	ETP II	Transmissão	99,99	-
ENGIE Transmissão de Energia Participações IV S.A. ("ETP IV")[1]	ETP II	Transmissão	99,99	-

(1) *Holding.*
(2) Para maiores informações vide Nota 14 – Investimentos.
(3) Nova denominação da ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., a qual foi incorporada pela ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2020, a Companhia detém participação de 32,50% (29,25% em 31.12.2019) no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 14 – Investimentos.

i) Demonstração do Valor Adicionado

A Companhia elaborou a Demonstração do Valor Adicionado (DVA) 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 11.02.2021.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

a.1.3) Títulos e valores mobiliários

São compostos por investimentos em debêntures e reconhecidos inicialmente e subsequentemente ao valor justo por meio do resultado. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado da Companhia.

a.1.4) Depósitos vinculados

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

a.1.5) Ativo financeiro de concessão

Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa por meio do Retorno da Bonificação pela 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. Os ativos financeiros de concessões são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

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) Ações preferenciais resgatáveis

Correspondem a ações preferenciais resgatáveis classificadas como passivos financeiros de acordo com a natureza e as características dessas ações, que determinam o pagamento de dividendos prioritários e cumulativos e resgate programado ou mandatório das ações a critério de seus titulares. As ações preferenciais resgatáveis são reconhecidas inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas emissões e, posteriormente, são mensuradas pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

a.2.3) 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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**

A Companhia designou como *hedges* de fluxo de caixa: (i) *hedge* para proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos e de empréstimos; e (ii) *hedge* para proteção da exposição agregada de empréstimos no exterior e *hedge* de valor justo, trocando a posição passiva por componentes fixos (taxa fixa). 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 resultado ou ativo quando o objeto de *hedge* protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge*, quando ocorre, 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

d) 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. Com base nisto, foram definidas as obrigações de performance contidas nestes contratos de concessão, que são: (i) construção e melhorias; e (ii) operação e manutenção (O&M). Desta forma, a Companhia aloca a receita proveniente deste contrato – RAP (Receita Anual Permitida) – a cada uma dessas obrigações de performance, considerando os custos estimados a cada uma delas, adicionados de uma margem de lucratividade.

O ativo de contrato de transmissão corresponde à contrapartida da receita de construção de infraestrutura de transmissão ao longo da execução da obra de implantação da linha de transmissão. O recebimento da contraprestação vinculada ao ativo de contrato ocorre por meio do recebimento da RAP alocada à obrigação de performance de construção e melhorias e depende da conclusão da obra de implantação e posterior operação e manutenção da referida infraestrutura. Os ativos de contrato são remunerados pela taxa de remuneração e pela variação do IPCA.

O reconhecimento da receita de construção de infraestrutura de transmissão considera os custos efetivamente incorridos na obra, incrementados pela margem de construção apurada para o projeto, sendo os ganhos ou as perdas (eficiências ou ineficiências na construção) identificados ao longo da fase de construção registrados quando incorridos, de forma tempestiva, em linha de custo.
A margem de construção é auferida pela proporção do montante previsto para "o gerenciamento e/ou acompanhamento da obra" em relação ao "CAPEX do Projeto", ambos definidos nos respectivos planos de negócios. As margens propostas, líquidas dos encargos incidentes, são suficientes para cobrir os custos de gerenciamento da construção.

Adicionalmente, na mensuração inicial do ativo de contrato, a Companhia estima, quando aplicável, a incidência do mecanismo denominado "Parcela Variável" sobre à RAP a ser recebida. Este mecanismo permite que a RAP seja aumentada ou reduzida em decorrência do desempenho do sistema de transmissão.

e) 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.

f) Investimentos

f.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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

f.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 empreendimento controlado em conjunto, 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 empreendimento controlado em conjunto são inicialmente contabilizados pelo valor de custo e posteriormente reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial. A Companhia detém participação em empreendimento controlado em conjunto referente ao controle compartilhado da TAG. Os resultados de empreendimento controlado em conjunto 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 em empreendimento controlado em conjunto sofreu perda por redução ao valor recuperável (*impairment*), sendo que esta perda é o resultado da diferença entre o valor recuperável do empreendimento controlado em conjunto e o seu valor contábil. O ágio relativo a empreendimento controlado em conjunto é incluído no valor contábil do investimento, não sendo, portanto, amortizado ou separadamente testado para fins de redução ao valor recuperável dos ativos.

f.3) "Mais valia" e combinação de negócios na aquisição de investimentos

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.

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, o qual é registrado no intangível, é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

g) Imobilizado

g.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.

g.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, exceto pelos investimentos iniciais nos ativos de geração, cujas usinas possuem concessão do serviço público. Estes investimentos 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.

h) Intangível

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

Adicionalmente, a Companhia reconheceu o intangível oriundo do direito de extensão de concessão, em decorrência da adesão à repactuação do risco hidrológico de forma a compensar a Companhia pelos custos incorridos no passado, conforme previsto na Lei n° 14.052/2020, regulamentada pela Resolução Aneel 895/2020, ao valor justo, o qual é equivalente ao valor definido e disponibilizado pela Aneel. Este direito foi reconhecido no momento em que se tornou virtualmente certo, em contrapartida da rubrica "Custos operacionais – Repactuação do risco hidrológico".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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*).

i) 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.

j) 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.

k) 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.

l) Imposto de renda e contribuição social

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

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

l.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.

l.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.

m) 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.

m.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.

m.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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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.

n) 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.

o) 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).

p) Transações entre partes relacionadas

As transações de compra e de venda de energia, de prestação de serviços e de emissão e compra de instrumentos financeiros 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.

q) 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

q.1) Suprimento, fornecimento e exportação de energia elétrica

A Companhia reconhece a receita com suprimento, fornecimento e exportação 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.

q.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).

q.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.

q.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.

q.5) Receita de construção de infraestrutura de transmissão

A receita de construção de 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

r) 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, foram incluídos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

r.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.

As principais notas explicativas vinculadas a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são: Nota 18 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros; Nota 19 – Empréstimos e financiamentos; e Nota 20 – Debêntures.

r.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.

A principal nota explicativa vinculada a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas é: Nota 15 - Imobilizado.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

r.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.

As principais notas explicativas vinculadas a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são: Nota 14 – Investimentos e Nota 15 – Imobilizado.

r.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 às 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 28 – Obrigações com benefícios de aposentadoria.

r.5) Provisões

- 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.

A probabilidade de saída de recursos é baseada em avaliação e qualificação dos riscos. 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- Provisão para desmobilização de ativos de geração

Os custos de desmobilização de ativos de geração são provisionados com base em estimativas e premissas relacionadas às taxas de desconto e ao valor presente dos custos esperados para a desmobilização e remoção dos ativos ao fim do prazo de autorização das usinas e são reconhecidos em contrapartida dos custos do correspondente ativo. A provisão é revisada anualmente e quaisquer ajustes de estimativa são efetuados em contrapartida do custo do ativo.

A principal nota explicativa vinculada a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas é: Nota 27 - Provisões.

r.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.

A principal nota explicativa vinculada a esta aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas é: Nota 22 – Operações de arrendamento.

s) Novas normas, alterações e interpretações

O *International Accounting Standards Board* (IASB) e o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) emitiram revisões às normas existentes, aplicáveis a partir de 01.01.2020. A relação destas revisões aplicáveis e adotadas pela Companhia e respectivos impactos é apresentada a seguir:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data publicação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 14				
Pronunciamento Técnico CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro (*Conceptual Framework*)	*Conceptual Framework*	10.12.2019	01.01.2020	Sem impactos relevantes
Alterações anuais IASB - Ciclo de melhorias 2017-2019	Diversos	10.12.2019	01.01.2020	Sem impactos relevantes
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 15				
Pronunciamento Técnico CPC 48 – Instrumentos Financeiros	IFRS 9	06.03.2020	01.01.2020	Sem impactos relevantes
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 16				
Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) – Arrendamentos	IFRS 16	07.07.2020	01.01.2020	Sem impactos relevantes

t) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

A partir de 01.01.2021, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Status de publicação	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Minuta da Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 17				
Pronunciamentos Técnicos CPC 06 (R2) - Arrendamentos e CPC 48 – Instrumentos Financeiros.	IFRS 16 e 9	11.02.2021	01.01.2021	Sem impactos relevantes

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 4 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Caixa e depósitos bancários à vista	**3.201**	**2.200**	**54.948**	**90.893**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	1.921.332	2.588.144	4.450.369	3.746.004
Outras aplicações financeiras	56	163	33.629	33.364
	1.921.388	**2.588.307**	**4.483.998**	**3.779.368**
	1.924.589	**2.590.507**	**4.538.946**	**3.870.261**

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 31.12.2020, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2020 e 2019 foi de cerca de 98,7% e 99,3% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários), respectivamente.

NOTA 5 - CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Transações realizadas na CCEE	291.692	136.334	586.290	344.953
Distribuidoras	254.929	276.984	482.900	428.598
Consumidores livres	33.469	34.464	405.317	360.538
Operações de *trading*	-	-	105.220	139.299
Comercializadoras	118.891	201.663	75.858	92.546
Outros	-	305	88.854	91.490
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(6.180)	(6.180)	(21.338)	(6.197)
Ativo circulante	**692.801**	**643.570**	**1.723.101**	**1.451.227**
Consumidores livres	1.454	-	15.405	-
Distribuidoras	748	748	761	761
Ativo não circulante[1]	**2.202**	**748**	**16.166**	**761**
	695.003	**644.318**	**1.739.267**	**1.451.988**

(1) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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, 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. Tal inadimplência tende a ser equacionada a partir da adesão dos agentes à repactuação de risco hidrológico estabelecida pela Lei n° 14.052/2020.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	**31.12.2019**	**31.12.2020**	**31.12.2019**
Vencidas até 30 dias	-	-	1.701	4.318
Vencidas há mais de 30 dias	6.188	7.044	27.900	14.815
Com perdas estimadas reconhecidas	*6.180*	*6.180*	*21.338*	*6.197*
Outros	*8*	*864*	*6.562*	*8.618*
	6.188	**7.044**	**29.601**	**19.133**

A Companhia reconheceu R$ 15 milhões de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa no exercício findo em 31.12.2020. Em 2020 e 2019 não foram baixados valores de contas a receber de clientes em virtude de perdas verificadas. A mutação dos saldos, referente às perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, é a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2019 e 31.12.2018	**(6.180)**	**(6.197)**
Provisão	-	(15.141)
Saldos em 31.12.2020	**(6.180)**	**(21.338)**

Além dos montantes a receber anteriormente mencionados, a Companhia também possui valores pendentes de recebimento relativos as 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.

Em 2020, a Companhia renegociou R$ 7 milhões dos valores provisionados, por meio de acordo firmado com cliente.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 6 - ESTOQUES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Almoxarifado	16.077	14.344	97.972	83.766
Adiantamentos a fornecedores	723	1.015	57.163	86.518
Insumos para produção de energia	-	-	26.231	47.675
Outros	514	76	8.062	3.005
	17.314	**15.435**	**189.428**	**220.964**

No ano de 2019 e 2020, a controlada Pampa Sul adiantou R$ 79.903 e R$ 50.048, respectivamente, totalizando R$ 129.951, ao fornecedor de carvão, haja vista o cumprimento de compromisso contratual de compra da cota mensal mínima de 106.000 toneladas por mês. O saldo remanescente, em 31.12.2020, era de R$ 47.723 (R$ 38.949 em 31.12.2019), sendo que a realização se dá quando a compra de carvão ultrapassa a cota mensal mínima. A Companhia espera realizar integralmente o adiantamento até o final de 2021.

Adicionalmente, a controlada EGSD realizou adiantamento a fornecedores para aquisição de painéis solares, cujo saldo em 31.12.2020 era de R$ 5.995 (R$ 46.246 em 31.12.2019).

NOTA 7 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Em 23.09.2020, a Companhia adquiriu debêntures simples emitidas por sua controlada direta Pampa Sul, no montante total de R$ 340.000, as quais foram emitidas com o objetivo de otimizar a estrutura de capital da controlada. As debêntures adquiridas não são conversíveis em ações, são da espécie com garantia real, possuindo garantia adicional fidejussória e foram emitidas nos termos da Instrução CVM n° 476/2009. A Companhia pretende negociar essas debêntures no mercado secundário após 24.02.2021, período de trava (*lock-up*) para a negociação das debêntures, e quando este mercado apresentar condições favoráveis para a operação. A mutação dos títulos e valores mobiliários, na controladora, foi a que segue:

	Controladora		
	Circulante	Não circulante	Total
Aquisição	-	340.000	340.000
Juros[1]	5.144	1.304	6.448
Variação monetária[1]	145	9.114	9.259
Transferência	2.558	(2.558)	-
Ajuste a valor justo	(1.017)	(15.471)	(16.488)
Saldo em 31.12.2020	**6.830**	**332.389**	**339.219**

(1) As informações apresentadas são brutas de PIS e Cofins.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

A liquidação dos títulos e valores mobiliários apresentados no ativo não circulante são estas:

	Controladora
2022	6.802
2023	8.045
2024	15.562
2025	15.412
2026	16.420
2027 a 2031	110.272
2032 a 2036	159.876
Títulos e valores mobiliários	**332.389**

As principais condições contratadas foram estas:

	Condições					Saldos em
	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Garantia	31.12.2020
1ª Emissão - 1ª Série	IPCA + 6,25% a.a.	Semestrais	Semestrais	04.2028	Real	101.285
1ª Emissão - 2ª Série	IPCA + 7,50% a.a.	Semestrais	Semestrais	10.2036	Real	237.934

NOTA 8 - DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Garantias de financiamento	161.052	-	161.052	-
Garantias de posição devedora na CCEE	1	31	12.189	4.049
Depósitos para reinvestimento	807	807	807	807
Ativo circulante	**161.860**	**838**	**174.048**	**4.856**
Garantias de financiamento	-	10.388	185.801	374.676
Garantias de compromissos contratuais	-	-	43.778	-
Outros	-	-	6.240	6.388
Ativo não circulante	**-**	**10.388**	**235.819**	**381.064**
	161.860	**11.226**	**409.867**	**385.920**

- Garantias de financiamento

As garantias de financiamento apresentadas no circulante estão relacionadas à operação de liquidação de *swap* executada em 28.12.2020 com o Scotiabank. Esta garantia será utilizada para pagamento da parcela de principal e de juros do empréstimo de moeda estrangeira, em abril de 2021. Mais informações acerca desta liquidação vide Nota 18 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

Adicionalmente, as garantias de financiamento apresentadas no não circulante visam assegurar o pagamento dos serviços de dívida com o BNDES e os bancos repassadores, assim como o pagamento dos serviços de operação e manutenção, conforme previstos nos instrumentos contratuais. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e às despesas contratuais de operação e de manutenção.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- Garantias de compromissos contratuais

Os depósitos no valor de R$ 43.778, reconhecidos no ativo não circulante consolidado, foram efetuados para garantir o cumprimento de determinados compromissos contratuais assumidos pelo vendedor da Novo Estado. A liberação ocorrerá: (i) no primeiro aniversário da data de fechamento até o limite de 2% do preço de compra base estabelecido no contrato de compra e venda de ações; e (ii) o valor remanescente, 30 meses após a data de fechamento ou no início da operação comercial, o que ocorrer primeiro.

NOTA 9 - REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO A APROPRIAR

a) Composição

	Período de amortização	Controladora		Consolidado	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
UHE Itá	2029	33.464	37.519	33.464	37.519
UHE Cana Brava	2029	26.061	29.220	26.061	29.220
UHE Estreito	2033	-	-	25.397	27.470
UHE São Salvador	2033	14.606	15.799	14.606	15.799
UHE Machadinho	2029	8.370	9.385	8.370	9.385
UHE Ponte de Pedra	2023	7.788	11.382	7.788	11.382
		90.289	**103.305**	**115.686**	**130.775**
Classificação no balanço patrimonial					
Ativo circulante		13.016	13.016	15.089	15.089
Ativo não circulante		77.273	90.289	100.597	115.686
		90.289	**103.305**	**115.686**	**130.775**

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 31.12.2018	**116.322**	**145.865**
Amortização do "prêmio de risco"	(13.017)	(15.090)
Saldos em 31.12.2019	**103.305**	**130.775**
Amortização do "prêmio de risco"	(13.016)	(15.089)
Saldos em 31.12.2020	**90.289**	**115.686**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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

	Controladora	Consolidado
2022	13.016	15.090
2023	10.021	12.094
2024	9.422	11.495
2025	9.422	11.495
2026	9.422	11.495
2027 a 2031	24.479	34.845
2032 a 2033	1.491	4.083
	77.273	**100.597**

NOTA 10 - DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	**31.12.2019**	**31.12.2020**	**31.12.2019**
Fiscais e previdenciárias	50.816	70.913	51.409	71.495
Cíveis	23.982	23.176	24.948	24.330
Trabalhistas	6.090	6.744	6.182	7.053
	80.888	**100.833**	**82.539**	**102.878**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 26.540 (R$ 29.471 em 31.12.2019), na controladora e no consolidado, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 11 - ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2020			**31.12.2019**		
	Circulante	**Não circulante**	**Total**	**Circulante**	**Não circulante**	**Total**
UHE Jaguara	189.612	1.550.501	1.740.113	183.783	1.496.385	1.680.168
UHE Miranda	116.014	948.669	1.064.683	112.449	915.557	1.028.006
	305.626	**2.499.170**	**2.804.796**	**296.232**	**2.411.942**	**2.708.174**

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2018	**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**
Recebimentos	(176.889)	(108.234)	(285.123)
Juros	153.085	93.663	246.748
Variação monetária	83.749	51.248	134.997
Saldos em 31.12.2020	**1.740.113**	**1.064.683**	**2.804.796**

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

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
2022	159.905	97.836	257.741
2023	144.657	88.507	233.164
2024	130.830	80.047	210.877
2025	118.352	72.413	190.765
2026	107.067	65.508	172.575
2027 a 2031	400.243	244.888	645.131
2032 a 2047	489.447	299.470	788.917
	1.550.501	**948.669**	**2.499.170**

NOTA 12 - ATIVO DE CONTRATO

As controladas indiretas Gralha Azul Transmissora de Energia S.A. ("Gralha Azul") e Novo Estado Transmissora de Energia S.A. ("Novo Estado") são responsáveis primárias pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, respectivamente. O prazo dessas concessões 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 dos contratos de concessão – 08.03.2018, e o prazo limite para início da operação comercial é 09.03.2023.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

a) Gralha Azul

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 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 CAPEX do projeto é de R$ 1,7 bilhão e não há distorção relevante entre o CAPEX do Plano de Negócios e a estimativa da Administração para conclusão do projeto.

b) Novo Estado

Em março de 2020 a Companhia concluiu a aquisição de 100% das ações da Novo Estado, detentora da concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão n° 002/2017, localizado nos estados do Pará e Tocantins, que totaliza, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão. A RAP desta concessão é de R$ 313.100, com deságio de 35,73% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 488.145. O CAPEX do projeto é de R$ 3,0 bilhões e não há distorção relevante entre o CAPEX do Plano de Negócios e a estimativa da Administração para conclusão do projeto.

c) Ganho (perda) por eficiência (ineficiência) na implementação de infraestrutura de transmissão

No decorrer da obra e da energização do projeto, esperam-se impactos positivos ou negativos em função de eventos como: (i) atrasos e custos adicionais por questões ambientais; (ii) variação dos custos das *commodities*, uma vez que cabos e estruturas são adquiridos diretamente pela Companhia; (iii) custos adicionais de servidão e negociações fundiárias; (iv) eventuais imprevistos de terraplanagem; e (v) antecipação de prazos de energização. Alterações no projeto que afetem sua lucratividade, devem ser reconhecidas diretamente no resultado.

No exercício corrente, a Companhia reconheceu ganho líquido por eficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 35.231.

d) Premissas adotadas

Premissas	Novo Estado	Gralha Azul
Margem de construção	2,24%	2,66%
Margem de operação e manutenção	55,55%	37,39%
Taxa de remuneração	7,02%	10,49%
RAP anual, líquida de encargos (valor nominal)	313.100	231.725
RAP anual – Construção (valor nominal)	270.416	207.222
Índice de correção dos contratos	IPCA	IPCA
Custo de construção incorrido até 31.12.2020	1.417.651	1.226.399
Estimativa para entrada em operação comercial	12.2021	09.2021
Data da próxima Revisão Tarifária Periódica	03.2023	03.2023
Vigência do contrato de concessão	03.2048	03.2048

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

e) Movimentação de saldo

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

	Consolidado		
	Novo Estado	Gralha Azul	Total
Saldos em 31.12.2018	**-**	**47.698**	**47.698**
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	151.334	151.334
Margem de construção de infraestrutura de transmissão	-	4.030	4.030
Juros	-	10.292	10.292
Variação monetária	-	4.257	4.257
Saldos em 31.12.2019	**-**	**217.611**	**217.611**
Aquisição de controlada	153.279	-	153.279
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	1.279.753	1.029.701	2.309.454
Margem de construção de infraestrutura de transmissão	28.703	27.421	56.124
Ganho (perda) por eficiência (ineficiência) na construção	38.740	(3.509)	35.231
Juros	31.817	49.774	81.591
Variação monetária	61.571	46.558	108.129
Saldos em 31.12.2020	**1.593.863**	**1.367.556**	**2.961.419**

NOTA 13 - OUTROS ATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Créditos fiscais a recuperar	36.039	2.179	179.286	114.415
Combustíveis a reembolsar	-	-	58.462	52.533
Ativo fiscal diferido	-	-	47.642	13.543
Despesas pagas antecipadamente	11.298	16.957	39.258	38.823
Alienações e serviços em curso	26.452	29.740	29.827	38.322
Contas a receber de clientes	2.202	748	16.166	761
Adiantamento a empregados	3.173	4.930	5.769	6.608
Outros valores a receber	50.333	88.902	73.754	115.161
	129.497	**143.456**	**450.164**	**380.166**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	90.515	137.506	274.413	311.478
Ativo não circulante	38.982	5.950	175.751	68.688
	129.497	**143.456**	**450.164**	**380.166**

a) Créditos fiscais a recuperar

Corresponde, principalmente, a créditos de PIS e Cofins decorrentes: (i) das aquisições de máquinas e equipamentos e de gastos com a construção de Usinas; e (ii) do reconhecimento dos créditos federais decorrentes de ganho em ação judicial em 2020, nos montantes de R$ 96.430 e R$ 159.927, na controladora e no consolidado, respectivamente.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em relação ao item (ii), a Companhia e sua controlada EBC ingressaram em 2007 com mandado de segurança, objetivando, entre outros itens, o reconhecimento do direito de reaverem tributos federais indevidamente recolhidos, mediante compensação com outros tributos administrados pela Secretaria da Receita Federal, devidamente atualizados pela taxa Selic.

Em 18.05.2020, o mandado de segurança transitou em julgado com sentença favorável à Companhia e sua controlada. Considerando os resultados inteiramente favoráveis à ENGIE Brasil Energia e EBC, as Companhias efetuaram o reconhecimento contábil do crédito tributário, em contrapartida da receita operacional líquida, nos montantes de R$ 50.341 na controladora e R$ 83.549 no consolidado, correspondente a parcela do ganho relativa ao principal, e da receita financeira, nos montantes, líquidos de PIS e Cofins, de R$ 46.089 na controladora e R$ 76.378 no consolidado, relativos a atualização monetária pela taxa Selic. Os créditos da ENGIE Brasil Energia já foram habilitados perante a Receita Federal do Brasil, enquanto os da EBC encontram-se em processo de habilitação. Em virtude disso, a Companhia possui, em 31.12.2020, o montante a recuperar de R$ 31.434 na controladora e de R$ 96.408 no consolidado.

b) Combustíveis a reembolsar

Refere-se a valores a receber decorrente do reembolso de combustíveis consumidos para a geração de energia termelétrica do CTJL, 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 14 - INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Equivalência patrimonial	14.124.862	12.649.936	2.251.408	2.874.727
Mais valia na aquisição de investimentos	56.806	82.453	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	173.654	92.715	173.654	74.193
	14.355.322	**12.825.104**	**2.425.062**	**2.948.920**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Saldos em 31.12.2019	Aumento de capital/ aquisição de investimento	Alocação de ágio	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2020
Controladas								
ECP	**3.363.152**	502.407	-	-	282.035	(88.517)	1.618	**4.060.695**
Pampa Sul	**2.393.128**	-	-	-	23.504	(2.105)	(7)	**2.414.520**
CEE	**1.136.237**	449.000	-	-	184.452	(34.125)	-	**1.735.564**
Jaguara	**1.008.227**	-	-	-	137.277	(13.041)	-	**1.132.463**
Miranda	**670.909**	-	-	-	101.503	(9.643)	-	**762.769**
Diamante	**515.644**	-	-	-	190.866	(141.322)	88	**565.276**
ETP II	**-**	422.384	-	-	84.033	(16.401)	-	**490.016**
EBC	**296.194**	-	-	-	90.656	(85.000)	-	**301.850**
EGSD	**66.954**	20.700	-	-	(6.844)	-	1.785	**82.595**
Lages	**30.530**	-	-	-	(4.166)	-	-	**26.364**
ENGIE Trading	**22.175**	31.000	-	-	(27.499)	-	-	**25.676**
ECV	**24.948**	-	-	-	(3.954)	-	-	**20.994**
NEP	**1**	163.705	-	(167.219)	3.513	-	-	**-**
Outros	**3.589**	-	-	-	-	-	-	**3.589**
Operação em conjunto								
Itasa	**243.521**	-	-	-	9.917	(2.355)	-	**251.083**
Empreendimento controlado em conjunto								
TAG[1]	**2.874.727**	327.168	(99.461)	-	487.051	(711.750)	(626.327)	**2.251.408**
	12.649.936	**1.916.364**	**(99.461)**	**(167.219)**	**1.552.344**	**(1.104.259)**	**(622.843)**	**14.124.862**

(1) A TAG é uma controlada em conjunto e, portanto, não é consolidada pela Companhia.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	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**
ENGIE Trading	**5.000**	-	-	-	17.175	-	-	**22.175**
ECV	**19.238**	-	-	-	5.710	-	-	**24.948**
Outros	**3.590**	-	-	-	-	-	-	**3.590**
Operação em conjunto								
Itasa	**242.547**	-	-	-	5.995	(5.021)	-	**243.521**
Empreendimento controlado em conjunto								
TAG	**-**	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**

b.1) 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:

	31.12.2020						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	2.862.883	8.918.840	5.018.692	4.063.164	2.021.701	282.212	**99,99**
Pampa Sul	1.956.692	4.130.744	2.005.375	2.414.520	618.309	23.504	**99,99**
CEE	1.369.380	1.989.842	254.278	1.735.564	515.104	184.452	**99,99**
Jaguara	854.409	2.426.885	1.294.422	1.132.463	486.027	137.277	**99,99**
Miranda	582.663	1.516.335	753.566	762.769	289.354	101.503	**99,99**
Diamante	638.940	845.885	280.609	565.276	868.685	190.866	**99,99**
ETP II	422.384	2.006.358	1.531.321	490.016	1.101.579	84.033	**99,99**
EBC[1]	10.038	874.148	572.298	301.850	4.551.392	90.656	**99,99**
EGSD	58.990	135.045	52.450	82.595	80.908	(6.844)	**99,99**
Lages	30.530	34.001	7.637	26.364	42.089	(4.166)	**99,99**
ENGIE Trading	36.000	379.826	354.150	25.676	402.761	(27.499)	**99,99**
ECV	23.970	69.814	48.820	20.994	366.070	(3.954)	**99,99**

(1) Em 2020 a controlada EBC teve aumento de capital no montante de R$ 5.838 via transferência de reserva de lucros.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	31.12.2019						
	Capital social e AFAC[1]	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	38.290	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**
ENGIE Trading	5.000	97.507	75.332	22.175	71.672	17.175	**99,99**
ECV	23.970	55.105	30.157	24.948	331.806	5.710	**99,99**

(1) Adiantamento para futuro aumento de capital.

Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva, em 2020, no patrimônio líquido e no lucro líquido da ECP acima apresentados é de R$ 2.469 e R$ 177 (R$ 3.666 e R$ 1.174 em 2019), respectivamente.

Valores capitalizados

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I e Campo Largo 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 Eólico Campo Largo 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 31.12.2020, foi de R$ 163.016 e R$ 289.151 (R$ 153.514 e R$ 287.782 em 2019), respectivamente. No exercício de 2020, os juros capitalizados nessas controladas foram de R$ 9.502 e R$ 1.369 (R$ 8.091 e R$ 60.311 em 2019), respectivamente.

No ano de 2020 a ETP II emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R$ 14.979. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. No quadro de "Informações das principais controladas", os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (Prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos anteriormente.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

c) Mais valia na aquisição de investimentos – Controladora

Nesta rubrica está registrada a mais valia (direitos de concessão) paga na aquisição da controlada direta CEE, que têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Essa mais valia é amortizada de forma linear pelo prazo de concessão da Usina, visto que os benefícios econômicos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2020 e 2019, o montante amortizado foi de R$ 3.341.

Adicionalmente, em 2019, a Companhia mantinha registrada a mais valia sobre direitos de marca e de não concorrência pagos na aquisição da controlada direta EGSD, no montante de R$ 22.306. Em 2020, com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa, obtidas por meio de avaliações econômico-financeiras, a Companhia reconheceu o *impairment* referente essa mais valia em função da não expectativa de rentabilidade futura.

d) Ágio por expectativa de rentabilidade futura

No ano de 2019 e 2020, a Companhia registrou o ágio por expectativa de rentabilidade futura na aquisição da sua controla em conjunto TAG, no montante de R$ 74.193 e R$ 99.461, respectivamente. Adicionalmente, em 2020 a Companhia reconheceu o *impairment* do ágio na controlada direta EGSD, no montante de R$ 18.522, em função da não expectativa de rentabilidade futura, haja vista o valor presente das projeções de fluxo de caixa desta controlada.

e) Informações sobre as subsidiárias

e.1) Controladas

e.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.

e.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. Em 2020, foi aprovado o aumento de capital no montante de R$ 449.000 pela controladora ENGIE Brasil Energia, com a finalidade de liquidação do financiamento que a controlada mantinha com o BNDES.

e.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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

e.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.

e.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.

e.1.6) ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")

A ETP II é controladora indireta de Novo Estado, a qual é responsável pela 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. Em 2020, foi aprovado o aumento de capital na ETP II, no montante de R$ 167.219, mediante a transferência de 63.706.000 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal da NEP. Também foram feitos aumento de capital que totalizaram R$ 255.165, com o objetivo de viabilizar a construção do Sistema de Transmissão Novo Estado.

e.1.7) 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.

e.1.8) 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.

e.1.9) 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, o qual consome resíduos de madeira como combustível.

e.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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

e.1.11) ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ENGIE Varejista")

A ENGIE Varejista, cuja habilitação pela CCEE ocorreu em dezembro de 2017, 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. 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.

e.1.12) 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 31.12.2020.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
CECL[1]	1.532.763	3.658.910	2.035.083	1.623.827	227.733	26.007	99,99
Gralha Azul	465.021	1.369.379	846.249	523.130	1.153.452	62.172	99,99
CETR[2]	353.855	1.086.372	629.894	456.478	196.105	57.478	99,99
CEUR[3]	297.345	1.732.978	1.360.242	372.736	253.634	42.485	99,99
Assú[4]	126.822	234.254	102.071	132.183	24.143	7.596	99,99
Ferrari	69.440	180.013	60.164	119.849	66.927	39.286	99,99
Tupan	58.879	85.733	877	84.856	34.202	25.985	99,99
Ibitiúva	38.501	105.078	55.704	49.374	34.368	3.538	95,00
Hidropower	33.393	63.783	7.317	56.466	31.137	24.089	99,99
CESA[5]	1.698	10.956	8.757	2.199	-	(436)	99,99
Outros	110	10	-	10	-	-	99,99

(1) Conjunto Eólico Campo Largo e Conjunto Eólico Campo Largo II.
(2) Conjunto Eólico Trairí.
(3) Conjunto Eólico Umburanas.
(4) Conjunto Fotovoltaico Assú.
(5) Conjunto Eólico Santo Agostinho.
Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 15 – Imobilizado.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2020, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 330.776 (R$ 345.949 em 31.12.2019).

Em 2020 e 2019, a Companhia realizou aumentos de capital na controlada direta ECP nos montantes de R$ 502.407 e R$ 427.834, respectivamente, com o objetivo de viabilizar as construções do Conjunto Eólico Campo Largo II e dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, controlados pela subsidiária da Companhia.

- Conjuntos Eólicos Campo Largo e Campo Largo II ("CECL")

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

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

O CECL é composto por 2 conjuntos eólicos constituído por *holdings*, Campo Largo e Campo Largo II, para concentrar os investimentos em 11 SPEs 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, iniciaram a operação comercial.

A seguir, algumas informações financeiras das controladas do Conjunto Eólico Campo Largo, referentes ao exercício findo em 31.12.2020.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
CLWP I	78.163	192.250	102.178	90.072	23.216	5.325	99,99
CLWP II	78.100	188.886	103.361	85.525	23.260	4.970	99,99
CLWP III	81.543	193.681	107.179	86.502	14.655	(3.138)	99,99
CLWP IV	85.034	195.558	97.722	97.836	19.461	1.840	99,99
CLWP V	81.774	185.166	97.701	87.465	20.517	2.365	99,99
CLWP VI	81.980	184.332	98.137	86.195	20.151	1.699	99,99
CLWP VII	78.499	205.073	108.854	96.219	19.861	1.197	99,99
CLWP XV	80.092	188.956	101.397	87.559	22.356	4.388	99,99
CLWP XVI	76.113	192.884	104.217	88.667	23.039	5.272	99,99
CLWP XVIII	84.803	189.072	95.927	93.145	22.208	4.440	99,99
CLWP XXI	84.660	189.007	99.991	89.016	19.727	1.559	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 15 – Imobilizado.

O início da construção dos parques eólicos pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo II ocorreu em 2019. A geração do parque será destinada 100% para o mercado livre. A empresa CLWP IX iniciou as operações em teste em dezembro de 2020 e a expectativa é que a entrada em operação comercial da totalidade do conjunto ocorra em 2021.

A seguir, algumas informações financeiras das controladas do Conjunto Eólico Campo Largo II, referentes ao exercício findo em 31.12.2020.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Prejuízo	Participação (%)
CLWP VIII	66.698	158.360	92.282	66.078	-	(188)	99,99
CLWP IX	38.991	105.214	67.050	38.164	71	(400)	99,99
CLWP X	68.955	162.832	94.922	67.910	-	(598)	99,99
CLWP XI	34.617	95.878	61.817	34.061	-	(140)	99,99
CLWP XII	69.034	151.411	83.126	68.285	-	(286)	99,99
CLWP XIII	54.410	123.172	69.445	53.727	-	(233)	99,99
CLWP XIV	46.607	111.649	65.877	45.772	-	(398)	99,99
CLWP XVII	50.358	136.952	87.450	49.502	-	(414)	99,99
CLWP XIX	76.574	173.053	97.335	75.718	-	(413)	99,99
CLWP XX	75.976	184.417	109.234	75.183	-	(346)	99,99
CLWP XXII	56.171	147.671	92.146	55.525	-	(191)	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 15 – Imobilizado.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- 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 dois *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em quatro SPEs cada uma. A seguir algumas informações financeiras das controladas da EEN, referentes ao exercício findo em 31.12.2020.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
Mundaú	52.128	125.716	63.273	62.443	25.926	9.262	99,99
Fleixeiras I	43.391	126.146	69.510	56.636	30.486	11.691	99,99
Guajiru	40.068	130.681	68.524	62.157	37.451	18.960	99,99
Trairí	36.554	111.526	58.111	53.415	31.991	14.501	99,99
Ouro Verde	54.420	169.688	108.084	61.604	18.620	(1.439)	99,99
Estrela	48.621	174.689	115.985	58.704	20.909	(77)	99,99
Cacimbas	27.984	113.095	69.521	43.574	15.846	2.790	99,99
Santa Mônica	27.830	112.112	69.184	42.928	14.876	1.650	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 15 – 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 31.12.2020.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Umburanas 1	46.256	136.003	100.825	35.178	18.154	2.905	99,99
Umburanas 2	24.809	119.394	94.811	24.583	18.606	4.642	99,99
Umburanas 3	29.532	96.389	74.935	21.454	12.441	943	99,99
Umburanas 5	21.323	80.853	64.650	16.203	11.769	1.945	99,99
Umburanas 6	22.093	94.262	74.962	19.300	14.906	3.612	99,99
Umburanas 8	21.319	117.488	92.184	25.304	17.263	3.277	99,99
Umburanas 9	24.655	81.175	65.416	15.759	11.317	1.409	99,99
Umburanas 10	16.742	95.901	75.619	20.282	13.331	1.918	99,99
Umburanas 11	10.914	70.864	56.164	14.700	9.193	674	99,99
Umburanas 13	14.885	95.305	75.573	19.732	12.220	843	99,99
Umburanas 15	14.913	95.007	75.052	19.955	12.661	1.394	99,99
Umburanas 16	16.076	119.543	93.022	26.521	18.044	4.318	99,99
Umburanas 17	14.607	110.632	86.163	24.469	18.682	4.303	99,99
Umburanas 18	5.435	36.483	28.621	7.862	5.385	968	99,99
Umburanas 19	18.391	123.548	97.493	26.055	18.460	3.232	99,99
Umburanas 21	15.246	108.600	85.692	22.908	16.951	2.297	99,99
Umburanas 23	10.778	73.870	57.587	16.283	11.782	2.476	99,99
Umburanas 25	12.296	83.588	66.037	17.551	12.469	1.532	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 15 – Imobilizado.

- Conjunto Fotovoltaico Assú ("Assú")

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN). Até 31.12.2020, 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.

- Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Santo Agostinho II ("CESA")

O CESA é formado por dois conjuntos de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 600,0 MW, todos localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN).

Os conjuntos são compostos por uma *holding* (Santo Agostinho Participações Ltda.) constituída para concentrar os investimentos em 14 SPEs, as quais iniciarão a construção em 2021, e pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho II, composto por dez SPEs em fase de estudo.

e.2) Operação em conjunto - Itá Energética S.A. ("Itasa")

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Balanço Patrimonial	31.12.2020	31.12.2019
ATIVO		
Ativo circulante	**140.253**	**82.519**
Caixa e equivalente de caixa	48.919	65.793
Outros ativos circulantes	91.334	16.726
Ativo não circulante	**411.480**	**450.764**
Realizável a longo prazo	20.807	24.361
Imobilizado	390.667	426.396
Intangível	6	7
TOTAL	**551.733**	**533.283**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	31.332	25.763
Passivo não circulante	5.359	7.989
Patrimônio líquido	515.042	499.531
TOTAL	**551.733**	**533.283**

Demonstração do resultado	31.12.2020	31.12.2019
Receita operacional líquida	173.428	163.048
Custos da energia vendida	(136.326)	(142.480)
LUCRO BRUTO	**37.102**	**20.568**
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(5.611)	(3.307)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**31.491**	**17.261**
Resultado financeiro	**(757)**	**1.183**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**30.734**	**18.444**
Imposto de renda e contribuição social	(10.392)	(6.147)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**20.342**	**12.297**

e.3) Empreendimento controlado em conjunto – Transportadora Associada de Gás ("TAG")

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, 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 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Em decorrência de diluição de sua participação na TAG, haja vista a referida incorporação, a Companhia reconheceu o montante de R$ 99.230 em "Outros resultados abrangentes" na rubrica "Mudança de participação em controlada em conjunto". Visando recompor sua participação de 29,25% na TAG, definida no contrato de compra e venda, a Companhia adquiriu ações 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.

Em 20.07.2020, foi assinado o acordo de compra e venda da aquisição de participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha, pelo valor de R$ 327.168, dos quais R$ 227.707 correspondem a aumento de capital e R$ 99.461 correspondem a ágio por expectativa de rentabilidade futura.

A TAG possui infraestrutura de gasodutos com aproximadamente 4.500 km e com 12 instalações de compressão de gás (seis próprias e seis subcontratadas) e 91 pontos de entrega.

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2020 e 31.12.2019 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2020	31.12.2019
ATIVO		
Ativo circulante	**2.220.358**	**1.832.485**
Caixa e equivalentes de caixa	436.623	340.902
Contas a receber de clientes	1.556.009	1.259.383
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	18.621	-
Outros ativos circulantes	209.105	232.200
Ativo não circulante	**32.304.110**	**33.513.002**
Depósitos vinculados	202.596	-
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	29.114	-
Outros ativos realizáveis a longo prazo	168.641	398.041
Imobilizado	29.184.762	30.616.602
Intangível	2.718.997	2.498.359
Total	**34.524.468**	**35.345.487**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.874.276**	**2.797.400**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.249.964	2.341.762
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	298.041	427.347
Outros passivos circulantes	326.271	28.291
Passivo não circulante	**23.722.784**	**22.719.962**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	21.608.889	21.250.775
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	910.232	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.072.837	1.362.275
Outros passivos não circulantes	130.826	106.912
Patrimônio líquido[1]	**6.927.408**	**9.828.125**
Total	**34.524.468**	**35.345.487**
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido[2]	**2.251.408**	**2.874.727**

(1) Ganhos não realizados na operação de *hedge* no montante de R$ 764.385 no ano de 2020 e perdas não realizadas na operação de *hedge* no montante de R$ 279.608 no ano de 2019.
(2) Participação societária de 32,5% em 31.12.2020 e 29,25% em 31.12.2019.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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

	2020			
	12M20	01.01 até 19.07 (29,25%)	20.07 até 31.12 (32,5%)	*Participação da Companhia*
TAG				
Receita operacional líquida	6.003.841	3.094.043	2.909.798	1.850.692
Custos dos serviços prestados	(2.243.513)	(1.211.693)	(1.031.820)	(689.762)
Lucro bruto	**3.760.328**	**1.882.350**	**1.877.978**	**1.160.930**
Despesas gerais e administrativas	(140.103)	(80.534)	(59.569)	(42.916)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**3.620.225**	**1.801.816**	**1.818.409**	**1.118.014**
Resultado financeiro	(1.445.038)	(714.682)	(730.356)	(446.410)
Lucro antes dos impostos	**2.175.187**	**1.087.134**	**1.088.053**	**671.604**
Imposto de renda e contribuição social	(580.774)	(129.188)	(451.586)	(184.553)
Lucro líquido da TAG	**1.594.413**	**957.946**	**636.467**	**487.051**
Impacto na equivalência patrimonial da ENGIE				**487.051**

	2019		
	12M19	13.06 até 31.12 (29,25%)	*Participação da Companhia*
Aliança			
Despesas gerais e administrativas	(325.409)	-	(105.758)
Amortização mais valia de ativos	(178.705)	-	(58.079)
Despesas de desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	(137.527)	-	(44.696)
Outros	(9.177)	-	(2.983)
Prejuízo antes do resultado financeiro e impostos	**(325.409)**	**-**	**(105.758)**
Resultado financeiro	(326.320)	-	(106.054)
Prejuízo antes dos impostos	**(651.729)**	**-**	**(211.812)**
Imposto de renda e contribuição social	62.803	-	20.411
Prejuízo líquido da Aliança	**(588.926)**	**-**	**(191.401)**
TAG			
Receita operacional líquida	5.194.529	2.915.672	852.834
Custos dos serviços prestados	(1.506.119)	(1.002.079)	(293.108)
Lucro bruto	**3.688.410**	**1.913.593**	**559.726**
Despesas gerais e administrativas	(205.807)	(133.720)	(39.113)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**3.482.603**	**1.779.873**	**520.613**
Resultado financeiro	(597.890)	(546.556)	(159.868)
Lucro antes dos impostos	**2.884.713**	**1.233.317**	**360.745**
Imposto de renda e contribuição social	(773.129)	(301.642)	(88.230)
Lucro líquido da TAG	**2.111.584**	**931.675**	**272.515**
Impacto na equivalência patrimonial da ENGIE			**81.114**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 15 - IMOBILIZADO

a) Composição

		Controladora					
		31.12.2020			31.12.2019		
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Reservatórios, barragens e adutoras	3,0%	5.110.695	(3.425.282)	1.685.413	5.109.946	(3.292.039)	1.817.907
Edificações e benfeitorias	3,2%	1.283.888	(854.978)	428.910	1.283.460	(814.894)	468.566
Máquinas e equipamentos	3,5%	4.229.755	(2.617.771)	1.611.984	4.232.160	(2.515.345)	1.716.815
Móveis e utensílios	6,3%	8.775	(4.546)	4.229	8.559	(4.388)	4.171
Veículos	14,3%	2.233	(1.933)	300	2.150	(1.693)	457
Obrigações especiais		(49.655)	8.302	(41.353)	(49.655)	6.428	(43.227)
		10.585.691	**(6.896.208)**	**3.689.483**	**10.586.620**	**(6.621.931)**	**3.964.689**
Em curso							
Reservatórios, barragens e adutoras		1.809	-	1.809	1.828	-	1.828
Edificações e benfeitorias		1.035	-	1.035	909	-	909
Máquinas e equipamentos		82.577	-	82.577	67.120	-	67.120
Adiantamentos a fornecedores		29.666	-	29.666	26.280	-	26.280
Aquisições a ratear		20.979	-	20.979	11.313	-	11.313
		136.066	**-**	**136.066**	**107.450**	**-**	**107.450**
		10.721.757	**(6.896.208)**	**3.825.549**	**10.694.070**	**(6.621.931)**	**4.072.139**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

		Consolidado					
		31.12.2020			31.12.2019		
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço							
Reservatórios, barragens e adutoras	3,2%	7.287.590	(4.163.724)	3.123.866	7.287.215	(3.961.881)	3.325.334
Edificações e benfeitorias	3,1%	2.187.460	(1.207.346)	980.114	2.186.622	(1.141.959)	1.044.663
Máquinas e equipamentos	4,2%	16.255.557	(6.295.200)	9.960.357	16.321.893	(5.750.245)	10.571.648
Móveis e utensílios	6,3%	15.185	(7.200)	7.985	14.583	(6.703)	7.880
Veículos	14,3%	5.869	(4.230)	1.639	5.813	(3.968)	1.845
Obrigações especiais		(50.146)	8.475	(41.671)	(50.146)	6.588	(43.558)
		25.701.515	**(11.669.225)**	**14.032.290**	**25.765.980**	**(10.858.168)**	**14.907.812**
Em curso							
Reservatórios, barragens e adutoras		14.848	-	14.848	7.344	-	7.344
Edificações e benfeitorias		68.312	-	68.312	42.005	-	42.005
Máquinas e equipamentos		565.396	-	565.396	166.870	-	166.870
Adiantamentos a fornecedores		737.400	-	737.400	174.402	-	174.402
Aquisições a ratear		119.591	-	119.591	31.778	-	31.778
		1.505.547	**-**	**1.505.547**	**422.399**	**-**	**422.399**
		27.207.062	**(11.669.225)**	**15.537.837**	**26.188.379**	**(10.858.168)**	**15.330.211**

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 31.12.2018	**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**
Ingressos	-	-	-	-	44.053	-	44.053
Transferências	(999)	272	15.523	641	(15.437)	-	-
Baixas	-	-	(6.096)	(165)	-	-	(6.261)
Depreciação	(131.495)	(39.928)	(114.258)	(575)	-	1.874	(284.382)
Saldos em 31.12.2020	**1.685.413**	**428.910**	**1.611.984**	**4.529**	**136.066**	**(41.353)**	**3.825.549**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Consolidado						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
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**
Ingressos	-	-	-	-	1.094.465	-	1.094.465
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	2.981	-	2.981
Crédito de PIS e Cofins	-	-	(29.413)	-	-	-	(29.413)
Juros e V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	55.657	-	55.657
Constituição de *impairment*			(57.927)				(57.927)
Transferências	9.848	1.045	57.566	1.496	(69.955)	-	-
Baixas	-	-	(7.196)	(151)	-	-	(7.347)
Depreciação	(211.316)	(65.594)	(574.321)	(1.446)	-	1.887	(850.790)
Saldos em 31.12.2020	**3.123.866**	**980.114**	**9.960.357**	**9.624**	**1.505.547**	**(41.671)**	**15.537.837**

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

		Controladora			
		31.12.2020			31.12.2019
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,2%	10.585.691	(6.896.208)	3.689.483	3.964.689
		10.585.691	**(6.896.208)**	**3.689.483**	**3.964.689**

		Consolidado			
		31.12.2020			31.12.2019
	Taxa média de depreciação	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,4%	14.769.740	(8.293.882)	6.475.858	6.786.211
Eólicas	3,7%	4.636.571	(500.845)	4.135.726	4.419.143
Termelétricas	5,2%	5.549.914	(2.570.553)	2.979.361	3.231.651
Biomassa	4,7%	354.278	(191.998)	162.280	178.172
Solar	3,7%	216.773	(23.921)	192.852	200.229
PCH	4,0%	174.239	(88.026)	86.213	92.406
		25.701.515	**(11.669.225)**	**14.032.290**	**14.907.812**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2020 e 31.12.2019, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Reservatórios, barragens e adutoras	713.316	713.316	713.316	713.316
Edificações e benfeitorias	37.892	24.275	69.322	55.706
Máquinas e equipamentos	940.569	920.791	2.544.028	2.399.441
Móveis e utensílios	1.786	1.649	2.595	2.073
Veículos	873	894	2.313	2.212
	1.694.436	**1.660.925**	**3.331.574**	**3.172.748**

- 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2020 e 31.12.2019, contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação e baixas, nos montantes de R$ 570.803 e R$ 481.429. A depreciação e as baixas sobre os ajustes a valor justo no exercício findo em 31.12.2020 foram de R$ 89.374 (R$ 51.892 em 31.12.2019).

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 31.12.2020 é de R$ 515.307 (R$ 549.250 em 31.12.2019), na controladora, e de R$ 599.633 (R$ 638.673 em 31.12.2019), 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 31.12.2020 a Companhia reconheceu *impairment* no montante de R$ 57.927, no consolidado, em função da expectativa de desligamento das máquinas 1 e 2 da UTLA da controlada Diamante. Esse eventual desligamento não resultará impactos significativos nos resultados da Companhia. Em 31.12.2019 não foram identificadas evidências de ativos imobilizados com custos registrados superiores aos seus valores de recuperação.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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

Os vencimentos informados não consideram as extensões decorrentes da repactuação do risco hidrológico explicada na Nota 16 – Intangível, cuja adesão será formalizada em 2021.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)[1]	Garantia física (MW médios)[1]	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[2]	33	17	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	192	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.

(1) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
(2) As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (27,1%).

A Companhia possui 22,9 MW e 12,0 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.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

j) Provisão de desmobilização

A Companhia mantém reconhecido 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.

			Consolidado			
			31.12.2020			31.12.2019
	Taxa de desconto	Período de amortização	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Conjunto Eólico Campo Largo	3,59%	2050 e 2052	56.962	(852)	56.110	56.962
Conjunto Eólico Umburanas	3,59%	2049 e 2050	73.504	(1.567)	71.937	73.504
Conjunto Eólico Trairí	3,59%	2041 e 2045	56.849	(1.044)	55.805	56.849
Assú V	3,61%	2051	2.981	-	2.981	-
			190.296	**(3.463)**	**186.833**	**187.315**

A taxa real de desconto utilizada para o cálculo do valor presente é baseada nas taxas de títulos públicos com vencimento similar ao do término das autorizações.

NOTA 16 - INTANGÍVEL

a) Composição

		Controladora					
		31.12.2020			31.12.2019		
	Período de amortização	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão	Até 2037	967.681	-	967.681	-	-	-
Direito de uso	Até 2034	139.271	(71.417)	67.854	109.428	(59.711)	49.717
		1.106.952	**(71.417)**	**1.035.535**	**109.428**	**(59.711)**	**49.717**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

		Consolidado					
		31.12.2020			31.12.2019		
	Período de amortização	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Bonificação pela outorga							
Jaguara	Até 2047	620.327	(65.324)	555.003	620.327	(44.695)	575.632
Miranda	Até 2047	411.223	(43.304)	367.919	411.223	(29.629)	381.594
		1.031.550	**(108.628)**	**922.922**	**1.031.550**	**(74.324)**	**957.226**
Direitos de projetos - em operação							
Eólicos em operação	Até 2052	74.153	(8.631)	65.522	74.153	(6.098)	68.055
Solar Assú	Até 2051	15.194	(1.414)	13.780	15.194	(943)	14.251
		89.347	**(10.045)**	**79.302**	**89.347**	**(7.041)**	**82.306**
Direitos de projetos - em desenvolvimento							
Eólicos em construção / desenvolvimento		124.758	-	124.758	124.758	-	124.758
Sistema de transmissão Novo Estado		236.021	-	236.021	-	-	-
		360.779	**-**	**360.779**	**124.758**	**-**	**124.758**
		450.126	**(10.045)**	**440.081**	**214.105**	**(7.041)**	**207.064**
Direito de extensão de concessão		967.681	-	967.681	-	-	-
Direito de uso de ativos	Até 2037	162.746	(76.124)	86.622	133.168	(63.969)	69.199
Direito de compra de energia	Até 2023	64.561	(48.124)	16.437	64.561	(42.109)	22.452
Ágio – Novo Estado		80.247	-	80.247	-	-	-
Marca – EGSD		-	-	-	22.306	-	22.306
Ágio – EGSD		-	-	-	18.522	-	18.522
		2.756.911	**(242.921)**	**2.513.990**	**1.484.212**	**(187.443)**	**1.296.769**

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 11 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia no ACL. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.2) Direito de 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

a.3) Sistema de Transmissão Novo Estado e Ágio – Novo Estado

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., atualmente denominada Novo Estado Transmissora de Energia S.A. ("Novo Estado"), pela Novo Estado Participações S.A. ("NEP"), anteriormente denominada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., controlada indireta da Companhia. Nesta data foi assinado o contrato de compra e venda de ações entre a NEP, 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 estava sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes, incluindo a obtenção de aprovação da venda pela Aneel, as quais foram cumpridas na sua integralidade em 03.03.2020.

A Novo Estado detém a concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. 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 teve início no 2° trimestre de 2020.

A Companhia avaliou a aquisição e concluiu que os ativos adquiridos e os passivos assumidos constituem um negócio, conforme definido pelo CPC 15 (R1) – Combinação de negócios. O preço de aquisição de 100% das ações da Novo Estado era de até R$ 410 milhões, considerando os seguintes critérios:

(a) ***Preço de compra base***: na data de fechamento da operação foi pago ao vendedor o preço de compra base, definido como sendo R$ 360 milhões, deduzido do montante depositado em conta garantia, de R$ 43 milhões. Mais detalhes acerca deste depósito estão apresentados na Nota 8 – Depósitos vinculados;
(b) ***Ajuste do preço de compra:*** corresponde ao resultado dos ajustes decorrentes de: (i) despesas qualificadas do projeto no período entre a data de assinatura do contrato e o fechamento da operação; e (ii) bônus de até R$ 25 milhões, vinculado à realização de operações de *hedge* relacionadas a compra de fio de alumínio, com a finalidade de proteção da variação cambial e da *commodity* alumínio. O montante do ajuste foi de R$ 12 milhões, cujo pagamento ocorreu em 15.06.2020; e
(c) ***Bônus - BNDES:*** pagamento de até R$ 25 milhões nos casos em que: (i) houver a contratação pela Novo Estado de financiamento com o BNDES, com taxas de remuneração dentro de uma margem estabelecida no contrato de compra e venda de ações; ou (ii) não houver a contratação do financiamento até a data de 31.12.2020. A controlada indireta Novo Estado assinou contrato de financiamento junto ao BNDES em 22.06.2020, sendo que as condições do financiamento não suscitam o pagamento deste bônus.

Considerando a data de fechamento da operação e os critérios elencados acima, o preço de compra totalizou R$ 372 milhões.

A Companhia contratou avaliador externo especializado para avaliação a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos para fins de alocação do preço de aquisição. Dessa forma, o montante registrado no ativo intangível da Companhia está abaixo apresentado:

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Balanço Patrimonial – Novo Estado	Valor contábil	Ajuste a valor justo	Valor justo
Ativo circulante	**1.367**	**-**	**1.367**
Caixa e equivalente de caixa	24	-	24
Despesas de seguros a apropriar	1.234	-	1.234
Outros ativos circulantes	109	-	109
Ativo não circulante	**159.521**	**236.021**	**395.542**
Realizável a longo prazo	159.521	-	159.521
Ativo de contrato	*153.279*	-	*153.279*
Outros ativos não circulantes	*6.242*	-	*6.242*
Intangível	-	236.021	236.021
Passivo circulante	**(19.566)**	**-**	**(19.566)**
Passivo não circulante	**(5.229)**	**(80.247)**	**(85.476)**
Imposto de renda e contribuição social diferidos[1]	(5.229)	(80.247)	(85.476)
Ativos líquidos	**136.093**	**155.774**	**291.867**

(1) A Companhia reconheceu o montante de R$ 80.247 de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre o ajuste a valor justo dos ativos (mais-valia).

Adicionalmente, a Companhia apurou um ágio técnico oriundo do reconhecimento do passivo fiscal diferido de R$ 80.247 como segue:

	Novo Estado
Contraprestação transferida	372.114
Valor contábil dos ativos líquidos	(136.093)
Ajuste a valor justo dos ativos líquidos	(155.774)
Ágio	**80.247**

Os efeitos da mais valia e do ágio identificados estão apresentados nas linhas de "Direitos de projetos – em desenvolvimento – Sistema de transmissão Novo Estado" e "Ágio – Novo Estado" na tabela de composição apresentada nesta Nota.

a.4) Direito de extensão de concessão – repactuação do risco hidrológico

Em 08.09.2020 entrou em vigor a Lei n° 14.052, que alterou em partes a Lei n° 13.023 de 2015, e estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A Lei n° 14.052 , determinou que os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE, poderão ser compensados pelos efeitos decorrentes (i) de restrições ao escoamento da energia em função de atraso na entrada em operação ou de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas ao escoamento; e (ii) da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e que referida compensação dar-se-á mediante a extensão do prazo de outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel n° 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei n° 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão: (i) desistir da ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE; (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE; e (iii) não ter repactuado o risco hidrológico.

A Companhia não possui ações de compensação abrangidas no item (i) acima e nem teve o risco hidrológico da parcela de energia abrangida pela Lei repactuado, assim é elegível à compensação prevista.

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 15.12.2020, foi aprovada a adesão da Companhia à referida repactuação do risco hidrológico. Em decorrência desta aprovação, a Companhia reconheceu, em 2020, o ativo intangível relativo ao direito de extensão do prazo de concessão das outorgas de geração, no montante de R$ 967.681, em contrapartida da rubrica "Custos operacionais – Repactuação do risco hidrológico", representando o valor justo do ativo, o qual é equivalente ao valor definido e disponibilizado pela Aneel. A amortização deste ativo ocorrerá pelo prazo em que se espera recuperar o valor contábil.

Adicionalmente, a Companhia não efetuou o reconhecimento dos direitos de extensão relativos aos Consórcios Itá e Machadinho, haja vista não ter havido, em 2020, a aprovação, por todas as consorciadas, da aceitação de extensão do prazo de outorga, condição precedente para recebimento da compensação que define a Lei n° 14.052. A aprovação pelos consorciados deverá ocorrer em 2021.

A extensão dos prazos de concessão e montantes por usina são apresentados abaixo:

Usinas	Intangível	Estimativa de extensão de concessão (anos)
Salto Santiago	459.796	1,7
Salto Osório	414.338	2,3
Passo Fundo	92.606	2,3
Ponte de Pedra	888	-
Cana Brava	31	-
São Salvador	22	-
	967.681	

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

b) Mutação

	Consolidado						
	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Direito de compra de energia	Direito de extensão de concessão	Outros	Total
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**
Ingresso	-	-	29.820	-	967.681	-	997.501
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	236.021	-	-	-	-	236.021
Ágio de empresa adquirida	-	-	-	-	-	80.247	80.247
Constituição de *impairment*	-	-	-	-	-	(40.828)	(40.828)
Amortização	(34.304)	(3.004)	(12.397)	(6.015)	-	-	(55.720)
Saldos em 31.12.2020	**922.922**	**440.081**	**86.622**	**16.437**	**967.681**	**80.247**	**2.513.990**

c) 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 31.12.2020 a Companhia reconheceu o *impairment* do ágio e da mais valia da controlada direta EGSD nos montantes de R$ 18.522 e R$ 20.306, respectivamente. Mais informações vide Nota 14 – Investimento.

Em 31.12.2019 não foram identificadas evidências de outros ativos intangíveis com custos registrados em montante superior aos seus valores de recuperação.

NOTA 17 - FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Fornecedores de imobilizado e intangível	5.176	5.859	368.359	264.424
Energia elétrica comprada	78.572	79.403	140.958	119.384
Operações de *trading*	-	-	128.939	120.324
Combustíveis fósseis e biomassa	-	-	84.026	61.410
Fornecedores de materiais e serviços	25.480	30.195	80.341	139.238
Encargos de uso da rede elétrica	32.029	32.040	59.117	55.184
Transações no mercado de curto prazo	-	1.864	12	5.056
Passivo circulante	**141.257**	**149.361**	**861.752**	**765.020**
Fornecedores de imobilizado e intangível	-	-	11.088	10.869
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	6.240	6.388
Passivo não circulante[1]	**-**	**-**	**17.328**	**17.257**
	141.257	**149.361**	**879.080**	**782.277**

(1) Os valores referentes aos fornecedores a pagar no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes".

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

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 18 - 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 Fórum 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 Fórum 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.

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, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor 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, 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 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 os saldos 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 Fórum Financeiro. Em 31.12.2020, a Companhia não mantinha compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por *hedge*.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Ganhos não realizados em operações de *hedge*				
Ativo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	6.631	114.550	6.631	114.550
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	5.058	-	5.058	-
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	2.786	581
	11.689	**114.550**	**14.475**	**115.131**
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	711.998	311.577	711.998	311.577
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	2.103	-	2.103	-
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	5.279	-
	714.101	**311.577**	**719.380**	**311.577**
Posições ativas	**725.790**	**426.127**	**733.855**	**426.708**
Perdas não realizadas em operações de *hedge*				
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(4.902)	(2.933)	(19.569)	(8.616)
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	-	(145)
	(4.902)	**(2.933)**	**(19.569)**	**(8.761)**
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(111.396)	(76.932)	(132.311)	(91.169)
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	(3.661)	-
	(111.396)	**(76.932)**	**(135.972)**	**(91.169)**
Posições passivas	**(116.298)**	**(79.865)**	**(155.541)**	**(99.930)**
Posições líquidas	**609.492**	**346.262**	**578.314**	**326.778**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	602.331	346.262	566.749	326.342
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	7.161	-	7.161	-
	609.492	**346.262**	**573.910**	**326.342**
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	4.404	436
	-	**-**	**4.404**	**436**
Posições líquidas	**609.492**	**346.262**	**578.314**	**326.778**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

A Companhia mantém contratos de operações de *swap* com 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. Estas operações foram designadas como instrumentos de *hedge* de valor justo.

Em 17.09.2020, foram contratados instrumentos derivativos junto a bancos de primeira linha, convertendo para taxas pré-fixadas o montante de R$ 1.839.275 de dívidas indexadas ao CDI em que vencem em 2021 e 2022. Esses instrumentos foram designados como *hedge* de fluxo de caixa, sendo o objeto de *hedge* a exposição agregada oriunda da combinação dos empréstimos em dólar e das operações de *swap* cambial e de taxas de juros.

Ainda, em 22.12.2020 e 28.12.2020, a Companhia efetuou a liquidação antecipada das operações de *swap* vinculadas aos empréstimos contratados junto aos bancos MUFG e Scotiabank, com vencimento em abril de 2021. Visando proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados, a Companhia contratou, junto ao MUFG e Scotiabank, operações de derivativos – *Non-Deliverable Forward* (NDF). Estes novos instrumentos de proteção foram designados como *hedge* de fluxo de caixa.

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa para o seu registro contábil, conforme aplicável, com base nas políticas contábeis apresentadas na Nota 3 – Sumário das principais práticas contábeis.

Em 31.12.2020, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos derivativos avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[1]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora:							
MUFG III	US$ 100.000	04.2021	Semestrais	3,998% a.a.	523.599	-	523.599
NDF	R$517.750	04.2021	Semestrais	Dólar pré-fixado de R$ 5,1775	(516.713)	(3.393)	(520.106)
Scotiabank II	US$ 100.000	04.2021	Semestrais	3,798% a.a.	522.936	-	522.936
NDF	R$342.000	04.2021	Semestrais	Dólar pré-fixado de R$ 5,2850	(526.848)	7.452	(519.396)
HSBC	US$ 135.000	05.2022	Semestrais	7,3706% a.a.	538.326	1.716	540.042
Swap	R$533.520	05.2022	Semestrais	3,3977% a.a.	(535.713)	(238)	(535.951)
Scotiabank III	US$ 100.000	05.2022	Semestrais	3,3600% a.a.	521.804	19.071	540.875
Swap	R$396.100	05.2022	Semestrais	3,3888% a.a.	(397.727)	(156)	(397.883)
BNP Paribas II	US$ 50.000	05.2022	Semestrais	3,9515% a.a.	260.962	9.023	269.985
Swap	R$197.575	05.2022	Semestrais	3,3970% a.a.	(198.379)	(95)	(198.474)
Scotiabank I	US$ 200.000	11.2022	Semestrais	3,3710% a.a.	1.044.353	49.660	1.094.013
Swap	R$650.180	11.2022	Semestrais	IPCA + 5,2% a.a.	(739.057)	275	(738.782)
BNP Paribas IV	US$ 100.000	04.2023	Semestrais	2,73% a.a.	522.744	10.471	533.215
Swap	R$518.240	04.2023	Semestrais	CDI + 1,33% a.a.	(521.810)	2.495	(519.315)
BNP Paribas III	US$ 125.000	03.2024	Semestrais	2,54% a.a.	653.804	27.092	680.896
Swap	R$632.490	03.2024	Semestrais	CDI + 1,70% a.a.	(638.167)	875	(637.292)
MUFG V	US$ 94.500	10.2025	Semestrais	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	493.427	(26.080)	467.347
Swap	R$500.000	10.2025	Semestrais	CDI + 1,32% a.a.	(503.816)	7.599	(496.217)
Subtotal					**503.725**	**105.767**	**609.492**
Controladas:							
Jaguara							
Itaú BBA	R$483.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	262.718	1.881,00	264.599
Swap	R$483.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(283.760)	(2.816)	(286.576)
Miranda							
Itaú BBA	R$299.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	162.502	1.165	163.667
Swap	R$299.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(175.528)	(1.744)	(177.272)
Subtotal					**(34.068)**	**(1.514)**	**(35.582)**
Posição em 31.12.2020					**469.657**	**104.253**	**573.910**

(1) As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
(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**
Juros	67.675	(30.331)	37.344	50.766	(46.681)	4.085
Variações cambiais	490.467	409.504	899.971	490.467	409.504	899.971
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(18.628)	95.281	76.653	(19.355)	94.515	75.160
Ajuste a valor justo por meio do ORA	4.059	2.103	6.162	4.059	2.103	6.162
Transferências	108.497	(108.497)	-	98.059	(98.059)	-
Amortização de principal	(678.291)	-	(678.291)	(667.830)	-	(667.830)
Amortização de juros	(78.609)	-	(78.609)	(69.980)	-	(69.980)
Ativo (Passivo) em 31.12.2020, líquido	**6.787**	**602.705**	**609.492**	**(7.880)**	**581.790**	**573.910**

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

	Controladora	Consolidado
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**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	76.653	75.160
Ajuste a valor justo reconhecido no ORA	6.162	6.162
Saldos em 31.12.2020	**105.767**	**104.253**

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e de índices flutuantes. O cenário-base provável para o ano de 2021 foi definido por meio das premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil).

	Variação	Cenário Provável	Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	**2020**	**2021**	**Provável**	**Δ + 25% (*)**	**Administração**
TJLP	4,6%	4,4%	-0,2% p.p.	1,1% p.p.	0,0% p.p.
CDI	1,9%	3,0%	1,1% p.p.	0,8% p.p.	-0,1% p.p.
IPCA	4,5%	3,3%	-1,2% p.p.	0,8% p.p.	-0,5% p.p.
IGP-M	23,1%	4,6%	-18,5% p.p.	1,2% p.p.	-0,6% p.p.

(*) Variações sobre o cenário provável de 2021.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices do ano de 2020 e os previstos no cenário provável para 2021, e demonstram os eventuais impactos adicionais no resultado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e índices flutuantes para 2021. As variações que poderão impactar o resultado, e, consequentemente, o patrimônio líquido consolidados de 2021, em comparação com o ano de 2020, caso tais cenários se materializem, são estas:

	Saldos em	Sensibilidade		
	31.12.2020	Provável	Δ + 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
TJLP	2.390.392	3.560	(24.329)	-
Dólar – com *swap* para o CDI	1.681.458	(13.473)	(9.301)	1.771
Dólar – com *swap* para o IPCA	1.094.013	14.782	(9.851)	6.134
IPCA	3.634.916	44.261	(31.404)	19.005
Debêntures				
IPCA	5.134.281	68.643	(47.480)	42.965
CDI – com *swap* para o IPCA	428.266	5.102	(3.529)	2.198
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	482.088	(11.131)	(7.730)	1.467
Concessões a pagar				
IGP-M	3.388.529	626.647	(38.571)	19.600
IPCA	623.789	7.247	4.969	(10.064)
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	2.804.796	(33.150)	30.722	(47.425)

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

A Companhia atua 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, em montantes não representativos se comparados com os resultados totais, expondo a Companhia ao risco de mercado.

Posição patrimonial e ganhos (perdas) não realizados em operações de *trading* de energia

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2020, foi de 7,1%.

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

	Consolidado					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	320.309	(321.654)	(1.345)	288.771	(258.305)	30.466
Não circulante	54.385	(36.405)	17.980	42.695	(20.644)	22.051
	374.694	**(358.059)**	**16.635**	**331.466**	**(278.949)**	**52.517**

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

	Consolidado
Saldo em 31.12.2018	**43.189**
Ganho não realizado reconhecido no exercício	23.489
Perda não realizada reconhecido no exercício	(14.161)
Saldo em 31.12.2019	**52.517**
Perda não realizada reconhecida no exercício	(35.882)
Saldo em 31.12.2020	**16.635**

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.

No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade histórica do preço de energia para o produto.

Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25° percentil (P25) e o 75° percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores preços observados, respectivamente.

A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	31.12.2020	Cenário P25	Cenário P75
Ganhos não realizados em operações de *trading*	16.635	(1.224)	1.127

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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, 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, ações preferenciais resgatáveis, 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	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Dívida[1]	8.199.973	8.085.266	16.672.233	14.436.716
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(161.052)	(10.388)	(346.853)	(374.676)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.924.589)	(2.590.507)	(4.538.946)	(3.870.261)
Dívida líquida	**6.114.332**	**5.484.371**	**11.786.434**	**10.191.779**
Patrimônio líquido	**7.739.529**	**6.995.154**	**7.741.998**	**6.998.820**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**0,8**	**0,8**	**1,5**	**1,5**

(1) Composta por empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos e ações preferenciais resgatáveis.

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 a dívida líquida sobre 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 31.12.2020, a Companhia cumpriu todas as cláusulas restritivas de seus contratos (Nota 19 – Empréstimos e financiamentos e Nota 20 – 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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.

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 31.12.2020, 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* e NDF 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. Além destas operações, a Companhia contratou *hedge* de fluxo de caixa para exposição agregada de moeda estrangeira e CDI, na Controladora, e de obrigações com fornecedores, conforme descrito no item a.2 - Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

e) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Fórum 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 Fórum 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 31.12.2020. 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	141.257	-	-	-	141.257
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[1]	51.063	63.163	-	-	114.226
Debêntures	325.208	657.840	1.671.746	1.708.550	4.363.344
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	1.199.097	2.690.283	1.234.370	-	5.123.750
Concessões a pagar	232.830	651.569	1.256.209	5.257.821	7.398.429
	1.949.455	**4.062.855**	**4.162.325**	**6.966.371**	**17.141.006**

	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	861.752	17.328	-	-	879.080
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[1]	508.492	1.161.147	1.209.137	5.970.513	8.849.289
Debêntures[1]	2.075.091	60.464	2.424.907	3.261.083	7.821.545
Ações preferenciais resgatáveis	-	154.609	170.620	568.809	894.038
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	1.199.097	2.690.283	1.234.370	-	5.123.750
Concessões a pagar	239.532	664.987	1.269.627	5.338.889	7.513.035
	4.883.964	**4.748.818**	**6.308.661**	**15.139.294**	**31.080.737**

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 9 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar.

Em 31.12.2020, 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 11 – Ativo financeiro de concessão.

Com relação à parcela de energia que não foi repactuada naquela ocasião, os geradores terão direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos, nos termos da Lei n° 14.052, aprovada em 08.09.2020, e reguladas pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020, emitida em 01.12.2020. Mais detalhes estão apresentados na Nota 16 – Intangível.

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

g) Categoria dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Ativos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	1.921.388	2.588.307	4.483.998	3.779.368
Títulos e valores mobiliários	339.219	-	-	-
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo	718.629	426.127	718.629	426.127
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	374.694	331.466
Custo amortizado				
Caixa e depósitos bancários à vista	3.201	2.200	54.948	90.893
Contas a receber de clientes	695.003	644.318	1.739.267	1.451.988
Depósitos vinculados	161.860	11.226	409.867	385.920
Combustível a reembolsar[1]	-	-	58.462	52.533
Ativo financeiro de concessão	-	-	2.804.796	2.708.174
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				
Ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa	7.161	-	15.226	581
	3.846.461	**3.672.178**	**10.659.887**	**9.227.050**
Passivos financeiros				
Valor justo por meio do resultado				
Empréstimos em moeda estrangeira	4.126.373	3.946.531	4.126.373	3.946.531
Debêntures	-	-	428.266	601.031
Perdas não realizadas em operações de *hedge* de valor justo[2]	116.298	79.865	151.880	99.785
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	358.059	278.949
Custo amortizado				
Fornecedores	141.257	149.361	879.080	782.277
Empréstimos em moeda nacional	110.744	199.583	6.028.600	4.872.523
Empréstimos em moeda estrangeira	1.046.535	-	1.046.535	-
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	482.088	-
Debêntures	3.525.813	4.285.414	5.134.281	5.342.973
Concessões a pagar	3.955.765	3.181.303	4.012.318	3.236.490
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos[2]	-	-	51.756	8.179
Combustível a pagar à CDE[2]	-	-	45.206	144.767
Ressarcimento às distribuidoras[2]	-	-	203.106	136.887
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes				
Perdas não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa[2]	-	-	3.661	145
	13.022.785	**11.842.057**	**22.951.209**	**19.450.537**

(1) Apresentado como parte da rubrica "Outros ativos circulantes".
(2) Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

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).

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. 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.

	Controladora			
	31.12.2020		31.12.2019	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	110.744	107.966	199.583	211.229
Empréstimos em moeda estrangeira	5.172.908	5.172.908	3.946.531	3.946.531
Debêntures	3.525.813	3.842.068	4.285.414	4.343.955
Concessões a pagar	3.955.765	4.301.579	3.181.303	3.168.792
	12.765.230	**13.424.521**	**11.612.831**	**11.670.507**

	Consolidado			
	31.12.2020		31.12.2019	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	2.804.796	2.778.272	2.708.174	2.615.077
	2.804.796	**2.778.272**	**2.708.174**	**2.615.077**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	6.028.600	6.736.194	4.872.523	4.814.931
Empréstimos em moeda estrangeira	5.172.908	5.173.420	3.946.531	3.946.531
Ações preferenciais resgatáveis	482.088	504.784	-	-
Debêntures	5.562.547	5.860.290	5.944.004	6.633.870
Concessões a pagar	4.012.318	4.365.227	3.236.490	3.226.023
	21.258.461	**22.639.915**	**17.999.548**	**18.621.355**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 19 - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
BNDES	16.633	30.493	47.126	60.774	47.125	107.899
Repasse BNDES (Bancos)[1]	1.533	1.755	3.288	1.533	3.289	4.822
NIB[2]	29.873	29.890	59.763	28.634	57.285	85.919
Encargos	567	-	567	943	-	943
	48.606	**62.138**	**110.744**	**91.884**	**107.699**	**199.583**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao custo amortizado						
Scotiabank	519.373	-	519.373	-	-	-
MUFG[3]	519.617	-	519.617	-	-	-
Encargos	7.545	-	7.545	-	-	-
	1.046.535	**-**	**1.046.535**	**-**	**-**	**-**
Mensurados ao valor justo						
Scotiabank	-	1.627.693	1.627.693	-	1.646.598	1.646.598
BNP Paribas	-	1.475.679	1.475.679	468.617	207.656	676.273
MUFG	-	465.102	465.102	337.823	411.087	748.910
HSBC	-	535.236	535.236	337.348	509.674	847.022
Encargos	22.663	-	22.663	27.728	-	27.728
	22.663	**4.103.710**	**4.126.373**	**1.171.516**	**2.775.015**	**3.946.531**
Empréstimos e financiamentos	**1.117.804**	**4.165.848**	**5.283.652**	**1.263.400**	**2.882.714**	**4.146.114**

(1) Bancos responsáveis pela análise e aprovação do financiamento e que assumem o risco de crédito nas operações indiretas junto ao BNDES.
(2) Nordic Investment Bank.
(3) MUFG Bank LTD. é a nova denominação do Bank of Tokyo.

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

	Controladora					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**1.117.804**	**4.165.848**	**5.283.652**	**1.263.400**	**2.882.714**	**4.146.114**
Efeitos do *hedge (swap)* de valor justo						
Posição ativa	(6.631)	(711.998)	(718.629)	(114.550)	(311.577)	(426.127)
Posição passiva[1]	4.902	111.396	116.298	2.933	76.932	79.865
Efeitos do *hedge (swap)* de fluxo de caixa						
Posição ativa	(5.058)	(2.103)	(7.161)	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**1.111.017**	**3.563.143**	**4.674.160**	**1.151.783**	**2.648.069**	**3.799.852**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Consolidado					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
BNDES	251.194	5.606.575	5.857.769	374.965	3.911.805	4.286.770
Repasse BNDES (Bancos)	1.533	1.755	3.288	19.003	353.335	372.338
BNB[1]	-	83.951	83.951	-	83.923	83.923
NIB	29.873	29.890	59.763	28.634	57.285	85.919
Outros	-	-	-	18.083	-	18.083
Encargos	23.829	-	23.829	25.490	-	25.490
	306.429	**5.722.171**	**6.028.600**	**466.175**	**4.406.348**	**4.872.523**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao custo amortizado						
Scotiabank	519.373	-	519.373	-	-	-
MUFG	519.617	-	519.617	-	-	-
Encargos	7.545	-	7.545	-	-	-
	1.046.535	**-**	**1.046.535**	**-**	**-**	**-**
Mensurados ao valor justo						
Scotiabank	-	1.627.693	1.627.693	-	1.646.598	1.646.598
BNP Paribas	-	1.475.679	1.475.679	468.617	207.656	676.273
MUFG	-	465.102	465.102	337.823	411.087	748.910
HSBC	-	535.236	535.236	337.348	509.674	847.022
Encargos	22.663	-	22.663	27.728	-	27.728
	22.663	**4.103.710**	**4.126.373**	**1.171.516**	**2.775.015**	**3.946.531**
Empréstimos e financiamentos	**1.375.627**	**9.825.881**	**11.201.508**	**1.637.691**	**7.181.363**	**8.819.054**

(1) Banco do Nordeste do Brasil S.A.

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

	Consolidado					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**1.375.627**	**9.825.881**	**11.201.508**	**1.637.691**	**7.181.363**	**8.819.054**
Efeitos do *hedge (swap)* de valor justo						
Posição ativa	(6.631)	(711.998)	(718.629)	(114.550)	(311.577)	(426.127)
Posição passiva[1]	4.902	111.396	116.298	2.933	76.932	79.865
Efeitos do *hedge (swap)* de fluxo de caixa						
Posição ativa	(5.058)	(2.103)	(7.161)	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**1.368.840**	**9.223.176**	**10.592.016**	**1.526.074**	**6.946.718**	**8.472.792**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

b) Mutação dos empréstimos e dos financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
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**
Ingressos	-	1.132.476	1.132.476	9.273	3.304.506	3.313.779
Juros	210.876	-	210.876	499.185	-	499.185
Variações monetárias	1.256	1.713	2.969	(10.347)	102.037	91.690
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	53.976	-	53.976
Variações cambiais	208.487	691.484	899.971	208.487	691.484	899.971
Ajuste a valor justo	(16.206)	87.314	71.108	(16.206)	87.314	71.108
Transferências	629.853	(629.853)	-	1.540.823	(1.540.823)	-
Amortização de principal	(986.237)	-	(986.237)	(2.115.900)	-	(2.115.900)
Amortização de juros	(193.625)	-	(193.625)	(431.355)	-	(431.355)
Saldos em 31.12.2020	**1.117.804**	**4.165.848**	**5.283.652**	**1.375.627**	**9.825.881**	**11.201.508**

c) Principais transações realizadas em 2020

c.1) Financiamentos em moeda nacional

- Contratação de novos financiamentos

Em abril de 2020, a Companhia, por meio das controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Campo Largo II, contratou financiamento com o BNDES, no valor de R$ 1.243.000. Até 31.12.2020, foi liberado o montante de R$ 861.933 (R$ 855.196 líquidos dos custos de captação). Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do Conjunto Eólico Campo Largo II.

Em março e junho de 2020, a Companhia, por meio das controladas indiretas Gralha Azul e Novo Estado, contratou financiamentos com o BNDES, nos valores de R$ 1.480.617 e R$ 1.710.000, respectivamente. Até 31.12.2020, foram liberados os montantes de R$ 601.790 (R$ 583.052 líquidos dos custos de captação) e R$ 755.000 (R$ 741.939 líquidos dos custos de captação), respectivamente. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das linhas de transmissão.

Em agosto de 2020, a Companhia, por meio da controlada indireta Novo Estado, contratou financiamento com o Banco da Amazônia S.A. (BASA), no valor de R$ 800.000, em substituição a parcela (no mesmo valor) do crédito contratado junto ao BNDES. A Companhia está em fase de cumprimento de condições junto ao BASA para possibilitar a primeira liberação de recursos do referido financiamento, os quais serão destinados ao financiamento da construção das linhas de transmissão.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- Pagamento antecipado de financiamento

Em outubro de 2020, a controlada direta CEE realizou o pagamento antecipado do financiamento com o BNDES e Bancos Repassadores, no valor total de R$ 847.383, deste montante, R$ 834.374 referia-se a principal e R$ 13.009 a juros e comissões. O vencimento original era setembro de 2029.

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

- Contratação de novos empréstimos em moeda estrangeira

A Companhia contratou em 25.03.2020 empréstimo junto a instituição financeira situada no exterior, BNP Paribas, no montante de US$ 125 milhões, equivalente a R$ 632.490, e, concomitantemente, firmou operação 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. Esse empréstimo foi tomado para preservação do caixa frente a pandemia decorrente da Covid-19, para formação de capital de giro e para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.

Em 14.04.2020, a Companhia efetuou a rolagem do empréstimo contratado em 05.04.2018 junto ao BNP Paribas, cujo vencimento era em abril de 2020. A operação era de US$ 100 milhões, equivalente a R$ 518.240 na data de 13.04.2020. Concomitantemente, a Companhia firmou operação de proteção (*swap*) com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira na qual o empréstimo foi contratado. A rolagem da dívida teve como objetivo a preservação do caixa frente a pandemia decorrente da Covid-19, formação de capital de giro e financiamento da implementação do plano de negócios da Companhia.

Em 09.09.2020, a Companhia contratou empréstimo junto a instituição financeira situada no exterior, MUFG Bank LTD. (nova denominação do Bank of Tokyo), no montante de US$ 94,5 milhões, equivalente a R$ 500.000 (R$ 499.986 líquidos dos custos de captação), e, concomitantemente, firmou operação 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. Esse empréstimo foi tomado para formação de capital de giro e para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.

- Contratação de *hedge* de fluxo de caixa

A Companhia mantém contratos de operações de *swap* com subsidiárias brasileiras das mesmas instituições financeiras as quais contratou empréstimos em dólar, a fim de proteger fluxos futuros de pagamentos de principal e juros, contra a flutuação da taxa cambial. Estas operações foram designadas como instrumentos de *hedge* de valor justo, convertendo o empréstimo em dólar para real e a taxa fixa para uma taxa flutuante (CDI).

Em 17.09.2020 foram contratados instrumentos derivativos, junto a bancos de primeira linha, convertendo para taxas pré-fixadas parte das posições anteriormente detidas em CDI. Esses instrumentos foram designados como *hedge* de fluxo de caixa, sendo o objeto de *hedge* a exposição agregada oriunda da combinação dos empréstimos em dólar e das operações de *swap* cambial e de taxas de juros.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- Liquidação antecipada de *swaps* vinculados a empréstimos em moeda estrangeira e contratação de *Non-Deliverable Forward* (NDF)

Em 22.12.2020 e 28.12.2020, a Companhia efetuou a liquidação antecipada das operações de *swap* vinculadas aos empréstimos contratados junto aos bancos MUFG e Scotiabank, com vencimento em 23.04.2021 e 27.04.2021, respectivamente. Adicionalmente, a Companhia contratou, junto ao MUFG e Scotiabank, operações de derivativos – *Non-Deliverable Forward* (NDF) – visando proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados. Estes novos instrumentos de proteção foram designados como *hedge* de fluxo de caixa, motivo pelo qual os empréstimos passaram a ser mensurados ao custo amortizado.

d) Composição dos empréstimos e financiamentos por indexadores e moeda

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2020	%	31.12.2019	%	31.12.2020	%	31.12.2019	%
Moeda nacional								
TJLP	47.272	0,9	108.250	2,6	2.390.392	21,3	3.446.892	39,1
IPCA	60.180	1,1	86.506	2,1	3.634.916	32,5	1.402.369	15,9
Não indexado (taxa pré-fixada)	3.292	0,1	4.827	0,1	3.292	0,0	23.262	0,2
	110.744	**2,1**	**199.583**	**4,8**	**6.028.600**	**53,8**	**4.872.523**	**55,2**
Moeda estrangeira – com *hedge*								
Dólar – com *swap* para taxa pré-fixada	1.350.902	25,6	-	-	1.350.902	12,1	-	-
Dólar – com *swap* para o CDI	1.681.458	31,8	3.115.217	75,1	1.681.458	15,0	3.115.217	35,4
Dólar – com *swap* para o IPCA	1.094.013	20,7	831.314	20,1	1.094.013	9,8	831.314	9,4
Dólar – com NDF[1] para dólar pré-fixado	1.046.535	19,8	-	-	1.046.535	9,3	-	-
	5.172.908	**97,9**	**3.946.531**	**95,2**	**5.172.908**	**46,2**	**3.946.531**	**44,8**
Empréstimos e financiamentos	**5.283.652**	**100,0**	**4.146.114**	**100,0**	**11.201.508**	**100,0**	**8.819.054**	**100,0**

(1) *Non-Deliverable Forward* (Contrato a termo de moeda sem entrega física).

e) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2020	2019
TJLP	4,6%	6,2%
CDI	1,9%	5,9%
IPCA	4,5%	4,3%
Dólar norte-americano	28,9%	4,0%

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

	Controladora	Consolidado
2022	2.469.617	2.742.345
2023	533.990	849.537
2024	912.052	1.256.593
2025	250.189	597.644
2026	-	350.586
2027 a 2031	-	1.750.816
2032 a 2036	-	1.522.286
2037 a 2038	-	619.919
2041 a 2044	-	136.155
Empréstimos e financiamentos	**4.165.848**	**9.825.881**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

g) Condições das principais dívidas contratadas

		Condições de pagamento		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em 31.12.2020**
Controladora:				
Moeda nacional				
NIB	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	60.180
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	47.272
Repasse BNDES (Bancos) [b]	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	3.292
Moeda estrangeira (dólar)				
MUFG III	3,998% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R$ 5,1775	04.2021	Principal: 04.2021 Juros: Semestrais a partir de 04.2019	523.599
Scotiabank II	3,798% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R$ 5,2850	04.2021	Principal: 04.2021 Juros: Semestrais a partir de 10.2018	522.936
HSBC	7,3706% a.a. com *swap* para 3,3977% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	540.042
Scotiabank III	3,3600% a.a. com *swap* para 3,3888% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	540.875
BNP Paribas II	3,9515% a.a. com *swap* para 3,3970% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	269.985
Scotiabank I	3,3710% a.a. com *swap* para IPCA + 5,2% a.a.	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	1.094.013
BNP Paribas IV	2,7300% a.a. com *swap* para CDI + 1,33% a.a.	04.2023	Principal: 04.2023 Juros: Semestrais	533.215
BNP Paribas III	2,5400% a.a. com *swap* para CDI + 1,70% a.a.	03.2024	Principal: 03.2024 Juros: Semestrais	680.896
MUFG V	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025 ambos com *swap* para CDI + 1,32% a.a.	10.2025	Principal: 50% em 10.2024 e 50% em 10.2025 Juros: Semestrais	467.347
Controladas:				
Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. [a]	01.2021	Mensais	311
Ferrari				
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [a]	07.2032	Mensais	54.167
Conjunto Eólico Trairí [c]				
BNDES – Crédito Social	TJLP [a]	07.2033	Mensais	1.156
BNDES	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais	205.938
BNDES	TJLP + 2,18% [a]	05.2033	Mensais	283.503
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.	86.905
Conjunto Eólico Campo Largo				
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. [a]	06.2035	Mensais	454.568
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. [a]	06.2035	Mensais	529.431
Pampa Sul				
BNDES	TJLP + 3,09% a.a. [a]	01.2036	Mensais	814.046
Conjunto Eólico Umburanas – Fase I				
BNDES	IPCA + 3,91% a.a.	12.2038	Mensais	1.216.148
Gralha Azul				
BNDES	IPCA + 3,83% a.a.	03.2044	Mensais, a partir de outubro de 2023	611.313
Conjunto Eólico Campo Largo II				
BNDES	IPCA + 4,23% a.a.	12.2039	Mensais, a partir de setembro de 2021	884.304
Novo Estado				
BNDES	IPCA + 4,67% a.a.	05.2044	Mensais, a partir de novembro de 2022	776.066

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

[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.

Mais informações acerca dos instrumentos de proteção vide Nota 18 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

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 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) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (b) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e contas reservas; (d) cessão dos direitos emergentes da autorização; e (e) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda).

- **Financiamento de empreendimento de transmissão:** (a) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (b) recebíveis e contas reservas; (c) cessão dos direitos emergentes da concessão; e (d) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou fiança bancária.

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

- **Financiamento de empreendimento solar fotovoltaico:** (a) fiança bancária; e (b) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento;

h.3) Nordic Investment Bank (NIB)

A Companhia tem contratado uma garantia em dólar, no montante equivalente a R$ 58.919, com vencimento em 2021. 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

i) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2020
Controladora:		
NIB	(i) Controladora: Dívida total/Ebitda ≤ 4,5 (ii) Consolidado: Dívida total/Ebitda ≤ 4,5 (iii) Controladora e Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0	(i) 1,65 (ii) 2,57 (iii) 3,25 e 3,03
HSBC, Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	(i) Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 3,03 (ii) 2,57
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interveniente)	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5	1,82
Controladas:		
BNDES e BNB	(i) Índice de cobertura do serviço da dívida[1] ≥ 1,1 ou ≥ 1,2 ou ≥ 1,3 dependendo da controlada (ii) Índice de endividamento geral ≤ 0,80	Todos os índices apresentados atenderam os limites estabelecidos.

(1) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

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 20 - DEBÊNTURES

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
ENGIE – 5ª emissão	-	224.744	224.744	-	214.994	214.994
ENGIE – 6ª emissão	96.385	600.320	696.705	-	665.444	665.444
ENGIE – 7ª emissão	-	801.775	801.775	-	765.013	765.013
ENGIE – 8ª emissão	-	-	-	956.829	-	956.829
ENGIE – 9ª emissão	-	1.671.276	1.671.276	-	1.597.535	1.597.535
Encargos	131.313	-	131.313	61.348	24.251	85.599
Debêntures	**227.698**	**3.298.115**	**3.525.813**	**1.018.177**	**3.267.237**	**4.285.414**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Consolidado					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
ENGIE – 5ª emissão	-	224.744	224.744	-	214.994	214.994
ENGIE – 6ª emissão	96.385	600.320	696.705	-	665.444	665.444
ENGIE – 7ª emissão	-	801.775	801.775	-	765.013	765.013
ENGIE – 8ª emissão	-	-	-	956.829	-	956.829
ENGIE – 9ª emissão	-	1.671.276	1.671.276	-	1.597.535	1.597.535
Jaguara – 1ª emissão	27.035	644.094	671.129	13.307	642.428	655.735
Miranda – 1ª emissão	6.061	405.629	411.690	5.052	394.082	399.134
Pampa Sul – 2ª emissão	10.871	507.778	518.649	-	-	-
Encargos	138.313	-	138.313	64.037	24.251	88.288
	278.665	**4.855.616**	**5.134.281**	**1.039.225**	**4.303.747**	**5.342.972**
Mensurados ao valor justo						
Jaguara – 1ª emissão	105.239	159.125	264.364	101.403	269.224	370.627
Miranda – 1ª emissão	65.091	98.430	163.521	62.727	166.564	229.291
Encargos	381	-	381	1.114	-	1.114
	170.711	**257.555**	**428.266**	**165.244**	**435.788**	**601.032**
Debêntures	**449.376**	**5.113.171**	**5.562.547**	**1.204.469**	**4.739.535**	**5.944.004**
Efeitos do *hedge* (*swap*)						
Posição passiva[1]	14.667	20.915	35.582	5.683	14.237	19.920
Debêntures, líquidos dos efeitos do *hedge*	**464.043**	**5.134.086**	**5.598.129**	**1.210.152**	**4.753.772**	**5.963.924**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
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**
Emissão de debêntures	-	-	-	509.824	499.460	1.009.284
Juros	172.250	32.464	204.714	279.120	32.466	311.586
Variações monetárias	7.469	141.282	148.751	9.508	194.779	204.287
Ajuste a valor justo	-	-	-	6.545	(8.299)	(1.754)
Transferências	142.868	(142.868)	-	344.770	(344.770)	-
Amortização de principal	(964.993)	-	(964.993)	(1.660.748)	-	(1.660.748)
Amortização de juros	(148.073)	-	(148.073)	(244.112)	-	(244.112)
Saldos em 31.12.2020	**227.698**	**3.298.115**	**3.525.813**	**449.376**	**5.113.171**	**5.562.547**

c) Principais transações realizadas em 2020

c.1) 1ª emissão de debêntures da controlada NEP

Em 02.03.2020, ocorreu a liquidação financeira de debêntures simples pela controlada indireta NEP (1ª emissão), não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, nos termos da Instrução CVM n° 476/2009, no montante total de R$ 500.000 (R$ 499.110, líquidos dos custos de captação). As debêntures foram emitidas para formação de capital de giro e para financiar a implementação da linha de transmissão. No dia 02.09.2020 foi realizado o pagamento antecipado dessas debêntures.

c.2) 2ª emissão de debêntures da controlada Pampa Sul

Em 16.11.2020, ocorreu a liquidação financeira da 2ª emissão de debêntures simples, pela controlada direta Pampa Sul, nos termos da Instrução CVM n° 400/2003, não conversíveis em ações, no valor de R$ 582.000 (R$ 512.487, líquidos dos custos de captação). As debêntures foram emitidas com o objetivo de otimizar a estrutura de capital de Pampa Sul.

d) Composição das debêntures por indexadores

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2020	%	31.12.2019	%	31.12.2020	%	31.12.2019	%
IPCA	3.525.813	100,0	3.308.181	77,2	5.134.281	92,3	4.365.740	73,4
CDI	-	-	977.233	22,8	-	-	977.233	16,4
CDI – com *swap* para o IPCA	-	-	-	-	428.266	7,7	601.031	10,2
Debêntures	**3.525.813**	**100,0**	**4.285.414**	**100,0**	**5.562.547**	**100,0**	**5.944.004**	**100,0**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2022	165.242	385.723
2023	163.939	404.978
2024	489.241	754.312
2025	917.799	1.167.347
2026	717.645	982.983
2027 a 2031	844.249	1.136.935
2032 a 2036	-	280.893
Debêntures	**3.298.115**	**5.113.171**

f) Principais condições contratadas

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Garantia	Saldos em 31.12.2020
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	225.348
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	295.267
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	421.539
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	568.405
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	254.742
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	633.691
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	594.833
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	416.132
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	115.856
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	264.599
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	673.006
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	163.667
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	412.841
Pampa Sul							
2ª Emissão - Série 1	150.000	IPCA + 4,50% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	14 parcelas semestrais a partir de 10.2021	04.2028	Garantia real	142.459
2ª Emissão - Série 2	432.000	IPCA + 5,75% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	17 parcelas semestrais a partir de 10.2028	10.2036	Garantia real	380.162

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

g) Compromissos financeiros contratuais (*covenants*)

	Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2020
Controladora	5ª, 6ª, 7ª e 9ª emissões	(i) Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5	(i) 3,03 (ii) 2,57
Controladas			
Jaguara	1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,10	1,29
Miranda	1ª Emissão	Individual: ICSD ≥ 1,10	1,20
Pampa Sul	2ª Emissão	Individual: ICSD ≥ 1,10[2]	4,99

(1) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.
(2) Maior ou igual a 1,1 para fins de vencimento antecipado e maior ou igual a 1,2 para fins de distribuição de quaisquer recursos aos acionistas, exceto dividendos mínimos estatutários.

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

NOTA 21 - AÇÕES PREFERENCIAIS RESGATÁVEIS

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21.08.2020, aprovou a emissão de ações preferenciais resgatáveis da controlada indireta NEP, todas escriturais, sem valor nominal, sem direito a voto, com prioridade no recebimento de dividendos fixos, no montante total de R$ 500.000 (R$ 476.757, líquido de custos de emissão). A emissão ocorreu em 01.09.2020. As ações dão direito de participar dos dividendos declarados e distribuídos pela NEP de forma prioritária e cumulativa. A partir do semestre imediatamente posterior à entrada em operação do Sistema de Transmissão, os dividendos serão destinados semestralmente, não estando a NEP obrigada a distribuir dividendos antes deste evento.

A quantidade de ações preferenciais resgatáveis emitidas totaliza 95.446.379, subdivididas em 12 classes, com diferentes prazos de resgate, sendo o prazo de resgate da última classe 31.10.2034. Os valores de emissão e de resgate por ação, estão demonstrados a seguir:

	Valor de emissão por ação	Valor capitalizado por ação	Valor de reserva de capital por ação
Novo Estado Participações S.A.	5,2385	2,6192	2,6192

A mutação das ações preferenciais resgatáveis, no período, foi a que segue:

	Consolidado - Não circulante
Emissão de ações	476.757
Juros	5.331
Saldo em 31.12.2020	**482.088**

Para efeitos societários na controlada indireta NEP, o valor total da emissão foi alocado parte como capital social integralizado, no montante de R$ 250.000, e parte como reserva de capital, no montante de R$ 250.000. Para efeitos de registro contábil, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, essa transação foi considerada como um instrumento financeiro, portanto, o valor total da emissão foi registrado como passivo não circulante. Não existem direitos diferenciados entre as ações preferenciais e ordinárias além da prioridade no recebimento de qualquer pagamento de proventos ou distribuições pela NEP.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

a) Vencimentos das ações preferenciais resgatáveis apresentados no passivo não circulante

	Consolidado
2023	44.560
2024	39.775
2025	39.775
2026	39.775
2027	39.775
2028 a 2032	198.877
2033 a 2034	79.551
Ações preferenciais resgatáveis	**482.088**

NOTA 22 - 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).

a) Direito de uso de arrendamentos

		Controladora					
		31.12.2020			31.12.2019		
	Período de depreciação	Custo	Depreciação	Valor líquido	Custo	Depreciação	Valor líquido
Prédios							
Sede - ENGIE Brasil Energia	Até 2025	33.250	(9.715)	23.535	33.145	(4.910)	28.235
Outros	-	60	(27)	33	60	(14)	46
		33.310	**(9.742)**	**23.568**	**33.205**	**(4.924)**	**28.281**

		Consolidado					
		31.12.2020			31.12.2019		
	Período de depreciação	Custo	Depreciação	Valor líquido	Custo	Depreciação	Valor líquido
Prédios							
Sede - ENGIE Brasil Energia	Até 2025	33.250	(9.715)	23.535	33.145	(4.910)	28.235
Sede - EGSD	Até 2025	1.759	(442)	1.317	1.759	(182)	1.577
Terrenos							
Conjuntos Eólicos Campo Largo	Até 2063	53.169	(2.332)	50.837	51.664	(1.148)	50.516
Conjunto Eólico Trairí	Até 2047	26.596	(2.821)	23.775	27.480	(1.421)	26.059
Conjunto Eólico Santo Agostinho	Até 2040	5.144	(278)	4.866	2.777	(129)	2.648
Conjunto Eólico Umburanas	Até 2057	38.524	(1.329)	37.195	47.906	(106)	47.800
Conjunto Fotovoltaico Assú	Até 2043	5.393	(400)	4.993	4.739	(194)	4.545
Outros	-	778	(294)	484	623	(137)	486
		164.613	**(17.611)**	**147.002**	**170.093**	**(8.227)**	**161.866**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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**
Ingresso	-	2.522
Remensuração	105	(8.002)
Depreciação	(4.818)	(9.384)
Saldos em 31.12.2020	**23.568**	**147.002**

O direito de uso de arrendamentos, quando da adoção inicial do CPC 06 (R2) no ano de 2019, foi mensurado considerando o custo do passivo de arrendamento acrescido dos adiantamentos de arrendamentos efetuados até a data de adoção do pronunciamento contábil, os quais totalizavam R$ 11.306 e R$ 30.618, na controladora e no consolidado, respectivamente.

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**
Ingresso	-	-	-	269	2.253	2.522
Remensuração	(564)	669	105	(1.357)	(6.645)	(8.002)
Juros	2.330	-	2.330	15.507	-	15.507
Transferências	4.105	(4.105)	-	5.263	(5.263)	-
Amortizações	(6.217)	-	(6.217)	(20.362)	-	(20.362)
Saldos em 31.12.2020	**5.876**	**8.417**	**14.293**	**19.144**	**104.828**	**123.972**

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 – ENGIE e de arrendamentos dos terrenos dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Campo Largo II e Umburanas – Fase I são passíveis de recuperação de PIS e Cofins no ano de 2020 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. Para os próximos anos os contratos de aluguel da Sede – ENGIE e de arrendamento do Conjunto Eólico Campo Largo II são potenciais de PIS e Cofins a recuperar nos montantes de R$ 778 e R$ 1.476, respectivamente.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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			
	31.12.2020		31.12.2019		31.12.2020		31.12.2019	
	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação
Valores brutos	2.330	4.818	2.701	4.924	15.507	9.384	11.575	8.227
PIS e Cofins creditados	(91)	(415)	(124)	(416)	(791)	(594)	(293)	(451)
Valores capitalizados	-	-	-	-	(1.356)	(325)	-	-
Valores líquidos no resultado	**2.239**	**4.403**	**2.577**	**4.508**	**13.360**	**8.465**	**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
2022	4.965	(769)	4.196	16.400	(2.604)	13.796
2023	5.531	(1.310)	4.221	17.150	(4.253)	12.897
2024	-	-	-	13.540	(5.683)	7.857
2025	-	-	-	13.518	(6.401)	7.117
2026	-	-	-	12.032	(5.583)	6.449
2027 a 2031	-	-	-	61.795	(37.559)	24.236
2032 a 2036	-	-	-	58.557	(44.943)	13.614
2037 em diante	-	-	-	243.376	(224.514)	18.862
Arrendamentos a pagar	**10.496**	**(2.079)**	**8.417**	**436.368**	**(331.540)**	**104.828**

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

No período de doze meses findo em 31.12.2020, a Companhia reconheceu o montante de R$ 1.416 (R$ 1.944 em 31.12.2019) e R$ 7.496 (R$ 11.285 em 31.12.2019), 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 2020.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Controladora	Consolidado
Passivo leasing saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	14.293	123.972
Com efeito da inflação	18.245	185.367
	27,65%	**49,52%**
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	23.568	147.002
Com efeito da inflação	26.989	207.142
	14,52%	**40,91%**
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	2.330	15.507
Com efeito da inflação	2.432	16.185
	4,38%	**4,37%**
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	4.818	9.384
Com efeito da inflação	5.029	9.779
	4,38%	**4,21%**

NOTA 23 - CONCESSÕES A PAGAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	**31.12.2019**	**31.12.2020**	**31.12.2019**
Usina Hidrelétrica Cana Brava	1.947.523	1.440.918	1.947.523	1.440.918
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.441.006	1.184.801	1.441.006	1.184.801
Usina Hidrelétrica São Salvador	567.236	555.584	567.236	555.584
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	56.553	55.187
	3.955.765	**3.181.303**	**4.012.318**	**3.236.490**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	222.474	139.008	228.865	145.136
Passivo não circulante	3.733.291	3.042.295	3.783.453	3.091.354
	3.955.765	**3.181.303**	**4.012.318**	**3.236.490**

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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	1.757	3.856	10.641
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	386.163	3.861.631
		614.557		**3.872.272**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.11.2034	31.109	**432.939**	161.840	**2.397.714**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**328.333**	67.134	**1.128.443**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.01.2038	1.960	**33.487**	6.702	**114.606**

c) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
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**
Juros	-	309.146	309.146	-	314.462	314.462
Variações monetárias	-	612.558	612.558	-	615.245	615.245
Transferências	230.708	(230.708)	-	237.608	(237.608)	-
Amortizações	(147.242)	-	(147.242)	(153.879)	-	(153.879)
Saldos em 31.12.2020	**222.474**	**3.733.291**	**3.955.765**	**228.865**	**3.783.453**	**4.012.318**

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

	Controladora	Consolidado
2022	216.359	222.177
2023	320.382	325.672
2024	455.392	460.199
2025	415.870	420.240
2026	379.807	383.780
2027 a 2031	1.458.731	1.473.787
2032 a 2036	480.658	490.004
2037 a 2038	6.092	7.594
Concessões a pagar	**3.733.291**	**3.783.453**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Os pagamentos das concessões a pagar indexadas ao IGP-M e ao IPCA estão cobertos por contratos de venda com os mesmos indexadores, em montantes superiores ao saldo das concessões a pagar. Dessa forma, a forte oscilação do IGP-M no ano será recuperada com as receitas.

NOTA 24 - IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Imposto de renda	25.847	52.058	132.757	141.268
Contribuição social	19.771	730	65.784	35.144
	45.618	**52.788**	**198.541**	**176.412**
(-) Tributos a compensar	-	-	-	(17)
	45.618	**52.788**	**198.541**	**176.395**

Em 31.12.2020, a Companhia apresenta o montante de R$ 86.218 e R$ 140.785 (R$ 120.317 e R$ 166.833 em 31.12.2019), 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 2021.

NOTA 25 - OUTRAS OBRIGAÇÕES FISCAIS E REGULATÓRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
PIS e Cofins	23.113	23.943	41.331	38.177
ICMS	1.463	1.731	35.205	28.065
Royalties	12.709	19.206	18.795	26.515
ISSQN	421	651	8.139	3.653
INSS	1.124	643	6.623	4.978
Taxa de fiscalização	1.118	1.122	2.316	1.907
Outros	2.360	2.208	3.684	3.133
	42.308	**49.504**	**116.093**	**106.428**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(1.761)	(1.468)	(2.192)	(1.573)
	40.547	**48.036**	**113.901**	**104.855**

NOTA 26 - OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Provisão para participação nos resultados e bônus	66.422	54.871	88.284	71.914
Provisão para férias	27.848	24.454	32.244	27.631
Folha de pagamento	6.710	4.421	9.569	6.263
Provisão para gastos com demissão voluntária	-	197	-	197
	100.980	**83.943**	**130.097**	**106.005**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 27 - 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	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	46.962	46.062	52.900	48.565
Ambientais	13.608	12.476	13.608	12.476
Benefícios de aposentadoria	2.550	2.995	2.550	2.995
Ações diversas	11.596	12.922	32.177	23.054
	74.716	**74.455**	**101.235**	**87.090**
Fiscais	**5.103**	**6.767**	**5.667**	**7.100**
Trabalhistas	**12.985**	**14.979**	**14.026**	**15.376**
Desmobilização de ativos de geração	**-**	**-**	**200.076**	**187.314**
	92.804	**96.201**	**321.004**	**296.880**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	3.293	7.537	15.159	8.579
Passivo não circulante	89.511	88.664	305.845	288.301
	92.804	**96.201**	**321.004**	**296.880**

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 15 – Imobilizado.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

b) Mutação das provisões

	Controladora			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
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**
Adições	1.700	646	2.937	5.283
Atualizações	6.738	107	1.166	8.011
Pagamentos	(2.903)	(2.323)	(1)	(5.227)
Reversões por revisão	(5.274)	(94)	(6.096)	(11.464)
Saldos em 31.12.2020	**74.716**	**5.103**	**12.985**	**92.804**

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
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**
Adições	16.597	951	3.573	2.981	24.102
Atualizações	8.316	108	1.175	9.781	19.380
Pagamentos	(3.614)	(2.323)	(2)	-	(5.939)
Reversões por revisão	(7.154)	(169)	(6.096)	-	(13.419)
Saldos em 31.12.2020	**101.235**	**5.667**	**14.026**	**200.076**	**321.004**

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

c.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Fiscais e previdenciários	**674.021**	**767.016**	**674.761**	**847.990**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	514.732	491.724	514.732	491.724
Denúncia espontânea	46.361	51.255	46.361	51.255
Compensação de base negativa na sucessão	28.925	28.967	28.925	28.967
Recuperação do PIS e da Cofins	27.339	138.990	27.339	138.990
Utilização do Prej. Fiscal do IR e da Base Negativa da CS	18.473	18.234	18.473	18.234
ICMS	-	16.871	-	83.132
Outros	38.191	20.975	38.931	35.688
Cíveis	**22.927**	**83.956**	**41.098**	**98.903**
Trabalhistas	**15.195**	**15.165**	**16.756**	**16.323**
	712.143	**866.137**	**732.615**	**963.216**

c.1.1) Riscos fiscais

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

- 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 (Conta Consumo de Combustíveis), 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, o qual mantém a posse legal destes ativos; e (iii) o órgão responsável pela gestão reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 apresentou recurso especial no âmbito do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (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 Companhia entende que possui sólidos argumentos para extinguir esta cobrança indevida de PIS e Cofins nas esferas superiores.

- 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 Receita Federal do Brasil (RFB) aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

- Compensação de base negativa na sucessão

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- 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.

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 CARF, apenas um processo foi julgado favorável à Companhia. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 foram julgados 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, estes processos estavam classificados como sendo de 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.

No 3° trimestre de 2020, o CARF reconheceu a nulidade dos despachos decisórios não homologados das decisões de parte dos processos de compensações lançadas pela Receita contra a Companhia. A Fazenda Nacional, porém, opôs Embargos de Declaração contra as decisões do Conselho, que se encontra aguardando análise pelo Colegiado.

A Companhia entende que esses fatos alteram os riscos desses casos de possível para remoto, totalizando R$ 113.125, na controladora e no consolidado.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

- 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 ENGIE Brasil Energia 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 recurso encontra-se pendente de julgamento.

- 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.

Em 2019, transitou em julgado ação anulatória ajuizada pela ENGIE Brasil Energia em face da FESP 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. No 1° trimestre de 2020, as ações da EBC foram julgadas favoráveis à Companhia. Os embargos à execução transitaram em julgado, com consequente anulação da execução fiscal da FESP, bem como a anulatória ajuizada pela EBC.

Considerando os resultados inteiramente favoráveis à Companhia e sua controlada, inexiste qualquer risco acerca dessa matéria, motivo pelo qual o montante de R$ 16.871 e R$ 83.132, na controladora e no consolidado, respectivamente, anteriormente considerados como risco de perda possível foram anulados e as ações foram encerradas.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

c.1.2) Riscos cíveis

O principal risco de natureza cível avaliado pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível é este:

- 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.

Em 2020, as 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 tiveram decisões que afastaram a obrigação pecuniária. A ação relativa à construção de um parque eólico transitou em julgado com sentença favorável à Companhia.

O valor relacionado a essas causas, cujo risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2020 é de R$ 1.086 (R$ 53.768 em 31.12.2019), na controladora e no consolidado.

c.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	**31.12.2019**	**31.12.2020**	**31.12.2019**
Fiscais e previdenciários[1]	367.666	255.863	478.700	269.914
Cíveis	95.003	91.294	95.153	91.429
Trabalhistas	144.950	136.031	153.536	146.266
	607.619	**483.188**	**727.389**	**507.609**

(1) O aumento nos riscos fiscais e previdenciários, em 31.12.2020, ocorreu em função da reclassificação dos processos descritos no item c.1 - Recuperação do PIS e da Cofins.

NOTA 28 - 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2020 e 31.12.2019, na PREVIG, esse Plano possuía 7 participantes ativos. Já na ELOS, esse Plano possuía 1 participante ativo em 31.12.2020 e 31.12.2019. Nesta mesma data, a PREVIG tinha 427 (429 em 31.12.2019) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios e a ELOS 2.035 (2.064 em 31.12.2019).

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 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" e 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 31.12.2020, esse Plano possuía 11 participantes ativos (14 em 31.12.2019) e 80 aposentados e pensionistas em gozo de benefícios (77 em 31.12.2019).

c) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Consolidado					
	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	23.232	165.481	188.713	17.746	159.267	177.013
Contribuição e custo do serviço corrente	21	-	21	19	-	19
Déficit não contratado	19.814	242.365	262.179	25.144	204.986	230.130
Passivo atuarial registrado	**43.067**	**407.846**	**450.913**	**42.909**	**364.253**	**407.162**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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
2022	18.444	2.415	20.859
2023	19.545	1.649	21.194
2024	16.178	256	16.434
2025	17.138	-	17.138,00
2026	18.155	-	18.155,00
2027 a 2031	68.568	-	68.568
2032	3.133	-	3.133
	161.161	**4.320**	**165.481**

d) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC*	Total
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**
31.12.2020					
Valor presente das obrigações	1.512.131	398.652	75.886	3.668	1.990.337
Valor justo dos ativos	(1.087.371)	(376.616)	(89.337)	-	(1.553.324)
Avaliação Atuarial	**424.760**	**22.036**	**(13.451)**	**3.668**	**437.013**
Excedente de obrigações contratadas	-	-	13.900	-	13.900
Passivo registrado em 31.12.2020	**424.760**	**22.036**	**449**	**3.668**	**450.913**

(*) Gratificação de Confidencialidade.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

e) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2020

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	89,9%	98,4%	99,9%
Empréstimos	2,3%	1,6%	-
Imóveis	2,5%	-	-
Outros	5,3%	-	0,1%
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	9,1%	10,1%	8,4%

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 31.12.2018	**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**
Contribuição e custo do serviço corrente	74	(2.119)	2.190	208	353
Pagamentos de obrigações contratadas	(25.743)	(1.669)	(2.538)	-	(29.950)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	24.917	1.725	39	190	26.871
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	26.342	(1.239)	(948)	(237)	23.918
Alteração da Premissa de Crescimento Salarial	-	-	-	415	415
Mudanças nas premissas financeiras	(64.077)	(40.383)	(8.186)	(247)	(112.893)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	95.610	38.906	7.851	-	142.367
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	1.297	-	1.297
Risk Sharing - Plano de equacionamento de déficit	(8.627)	-	-	-	(8.627)
	49.248	**(2.716)**	**14**	**(69)**	**46.477**
Passivo registrado em 31.12.2020	**424.760**	**22.036**	**449**	**3.668**	**450.913**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

g) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2021

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	27.257	1.515	21	232	29.025
Custo do serviço corrente	-	39	-	299	338
Despesas líquidas	**27.257**	**1.554**	**21**	**531**	**29.363**

h) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2020	31.12.2019
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	6,6%	6,9%
Plano PREVIG BD	7,6%	6,9%
Plano PREVIG BSPS	7,7%	7,0%
GC	7,2%	6,5%
Duration, em anos		
Plano ELOS BD	9,54	9,18
Plano PREVIG BD	11,06	10,00
Plano PREVIG BSPS	12,02	10,65
GC	8,37	5,96
Inflação	3,4%	3,7%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	3,4%	3,7%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	3,4%	3,7%
Fator de capacidade sobre os benefícios ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	98,0%	98,0%
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	31.12.2020 e 31.12.2019
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano ELOS BD	AT-2000 (unissex, sendo 34% feminina e 66% masculina)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria	
Planos PREVIG BD e BSPS	85
Idade de Aposentadoria	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
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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	(12.418)	(3.677)	(785)	(27)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	12.611	3.742	799	28

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 31.12.2020 era R$ 952.520 (R$ 852.596 em 31.12.2019). Em 2020, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 13.323 (R$ 11.262 em 2019).

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 29 - 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				
	31.12.2020				31.12.2019
Natureza dos créditos	**Base de cálculo**	**IR**	**CSLL**	**Total**	**Total**
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	967.681	241.920	87.091	329.011	-
Depreciação acelerada	920.732	230.183	82.866	313.049	285.505
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	680.535	170.134	61.248	231.382	127.016
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	591.921	147.980	53.273	201.253	228.325
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.309	25.077	9.028	34.105	36.535
Encargos financeiros capitalizados	59.509	14.877	5.356	20.233	21.024
Outros	43.006	10.752	3.870	14.622	15.056
		840.923	**302.732**	**1.143.655**	**713.461**
Ativo:					
Obrigações com benefícios de aposentadoria	261.332	65.333	23.520	88.853	77.958
Perdas não realizados em operações de *hedge*	161.647	40.412	14.548	54.960	15.916
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	123.035	30.759	11.073	41.832	39.191
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	122.017	30.504	10.982	41.486	43.917
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	90.876	22.719	8.179	30.898	17.050
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	86.868	21.717	7.818	29.535	30.022
Outros	89.961	22.490	5.362	27.852	20.881
		233.934	**81.482**	**315.416**	**244.935**
Valor líquido		**606.989**	**221.250**	**828.239**	**468.526**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Consolidado				
	31.12.2020				31.12.2019
Natureza dos créditos	**Base de cálculo**	**IR**	**CSLL**	**Total**	**Total**
Passivo:					
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	2.708.505	677.126	243.765	920.891	68.658
Depreciação acelerada	1.422.335	355.584	128.010	483.594	382.002
Remuneração do ativo financeiro de concessão	1.370.481	342.620	123.343	465.963	262.159
Repactuação do risco hidrológico	967.681	241.920	87.091	329.011	-
Encargos financeiros capitalizados	789.315	197.329	71.038	268.367	255.576
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	688.053	172.013	61.925	233.938	127.016
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	591.921	147.980	53.273	201.253	228.325
Intangível de bonificação pela outorga	263.207	65.802	23.689	89.491	61.230
Valor justo de direitos de projeto adquirido	236.021	59.005	21.242	80.247	-
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.309	25.077	9.028	34.105	36.535
Outros	79.577	19.619	7.162	26.781	50.272
		2.304.075	**829.566**	**3.133.641**	**1.471.773**
Ativo:					
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	2.631.072	657.768	236.796	894.564	66.877
Receita de Retorno de Bonificação pela Outorga (RBO)	873.963	218.491	78.657	297.148	200.017
Obrigações com benefícios de aposentadoria	262.200	65.550	23.598	89.148	78.245
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	224.134	56.034	20.172	76.206	848
Perdas não realizados em operações de *hedge*	197.229	49.307	17.751	67.058	24.457
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	148.803	37.201	13.392	50.593	17.050
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	137.175	34.294	12.346	46.640	44.552
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	123.035	30.759	11.073	41.832	39.191
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	109.816	27.454	9.883	37.337	33.633
Outros	177.264	44.316	13.219	57.535	38.978
		1.221.174	**436.887**	**1.658.061**	**543.848**
Valor líquido		**1.082.901**	**392.679**	**1.475.580**	**927.925**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		1.117.930	405.292	1.523.222	941.468
Ativo[1]		(35.029)	(12.613)	(47.642)	(13.543)
Total		**1.082.901**	**392.679**	**1.475.580**	**927.925**

(1) Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

b) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
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**
Impostos diferidos no resultado	373.461	478.067
Impostos diferidos sobre mais valia de empresa adquirida	-	80.247
Impostos diferidos de empresa adquirida	-	2.482
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(13.748)	(13.141)
Saldos em 31.12.2020	**828.239**	**1.475.580**

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
2021	34.706	30.354	105.701	94.509
2022	41.372	228.253	128.584	321.898
2023	56.139	75.195	144.024	166.274
2024	17.134	57.988	95.598	143.752
2025	15.623	58.210	71.603	140.494
2026 a 2028	86.328	178.695	257.496	403.841
2029 a 2031	25.751	372.338	171.181	607.964
2032 a 2034	23.055	85.209	142.219	267.099
2035 em diante	15.308	57.413	541.655	987.810
	315.416	**1.143.655**	**1.658.061**	**3.133.641**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 30 - OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	203.106	136.887
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	116.298	79.865	155.541	99.930
Combustíveis Resolução Aneel n° 801/2017	78.348	118.465	78.348	118.465
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos	-	-	51.756	8.179
Combustível a pagar à CDE[1]	-	-	45.206	144.767
Adiantamento de clientes	4.175	9.293	32.663	54.427
Fornecedores	-	-	17.328	17.257
Outras contas a pagar	56.306	100.990	135.324	148.333
	255.127	**308.613**	**719.272**	**728.245**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	98.662	177.941	238.687	312.532
Passivo não circulante	156.465	130.672	480.585	415.713
	255.127	**308.613**	**719.272**	**728.245**

(1) Conta de Desenvolvimento Energético.

a) Ressarcimentos às distribuidoras

A Companhia apresenta em seu passivo o montante de R$ 203.106 (R$ 136.887 em 31.12.2019), relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V e de Pampa Sul. Deste montante, R$ 78.254 foram reconhecidos no ano de 2020, tendo como contrapartida as receitas auferidas às distribuidoras.

b) Combustíveis Resolução Aneel n° 801/2017

Correspondem, principalmente, aos valores a pagar decorrentes da aplicação da Resolução Aneel n° 801/2017, a qual revogou a Resolução Aneel n° 500/2012, no ano de 2016. Esta resolução prevê a redução do reembolso do carvão mineral adquirido com recursos da CDE em função da eficiência energética da unidade geradora. Em 19.08.2020, a Aneel emitiu a Nota Técnica 143/2020, a qual determinou que o montante a ser pago era de R$ R$ 74.598, calculados na data-base de maio de 2020. Desta forma, no 3° trimestre de 2020, a Companhia efetuou a reversão de parte da estimativa, no montante de R$ 43.895, que mantinha registrada na rubrica de "Combustíveis Resolução Aneel n° 801/2017".

c) Combustível a pagar à 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. Entretanto, por meio da emissão da Nota Técnica 143/2020 pela Aneel em 19.08.2020, a quantidade de carvão mineral a ser adquirida pela Companhia seria menor do que o estabelecido em 2017. Desta maneira, no 4° trimestre de 2020, o valor líquido a pagar para a Aneel foi reduzido em R$ 55.141, conforme abaixo demonstrado:

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Consolidado
Saldos em 31.12.2018	**180.959**
Pagamento	(46.194)
Variação monetária	5.720
Recebimento	4.282
Saldos em 31.12.2019	**144.767**
Pagamento	(48.887)
Variação monetária	4.467
Ajuste Nota Técnica 143/2020	(11.260)
Constituição de ativo	(43.881)
Saldos em 31.12.2020	**45.206**

NOTA 31 - 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 31.12.2020 e 31.12.2019.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2020 e 31.12.2019, era R$ 4.902.648, totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2020, era de R$ 9,49 (R$ 8,57 por ação, em 31.12.2019).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2020 e 31.12.2019, era este:

Acionistas	Lote de ações ordinárias	Participação no capital
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.464.085	9,86%
Demais acionistas	174.822.864	21,43%
	815.927.740	**100,00%**

Em 31.12.2020 e 31.12.2019, o Conselho de Administração, a Diretoria e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 53.870 e 490.673 ações da Companhia, respectivamente.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

c) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019
Reserva legal	936.880	797.025
Reserva de incentivos fiscais	233.936	198.803
Reserva de retenção de lucros	1.766.086	177.673
	2.936.902	**1.173.501**

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:

	31.12.2020	31.12.2019
Lucro da exploração	**256.567**	**176.238**
Imposto de renda nominal (15%)	38.485	26.436
Adicional de imposto de renda	8.359	11.472
Imposto de renda calculado	**46.844**	**37.908**
Incentivo fiscal (%)	75%	75%
Incentivo fiscal	**35.133**	**28.431**

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. Adicionalmente, em 31.12.2020, a Administração da Companhia está propondo a destinação do valor de R$ 638.669 do lucro do exercício de 2020 para reserva de retenção de lucros, este montante é referente à repactuação do risco hidrológico.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho, controlada indireta; (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre empréstimos em moeda estrangeira e de exposição agregada; e (iv) 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	
	31.12.2020	**31.12.2019**
Lucro líquido do exercício	2.797.091	2.309.925
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**3,42811**	**2,83104**

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 32 - DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

a) Cálculo

	31.12.2020	31.12.2019
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	2.797.091	2.309.925
Reserva legal	(139.855)	(115.496)
Reserva de incentivos fiscais	(35.133)	(28.431)
Reserva de retenção de lucros	(638.669)	-
Realização do custo atribuído do imobilizado	29.343	25.407
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	3.978	5.738
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	**2.016.755**	**2.197.143**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	1.232.161	893.399
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	149.343	302.525
Dividendos adicionais propostos	609.594	949.744
Subtotal	**1.991.098**	**2.145.668**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	25.657	51.475
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**2.016.755**	**2.197.143**

b) Mutação de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar[2]

	Controladora	Consolidado
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**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.407.161	1.408.534
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.241.098)	(1.240.918)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(6.302)	(6.302)
Saldos em 31.12.2020	**1.407.161**	**1.410.713**

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.

[2] 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".

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

d) Dividendos e juros sobre capital próprio do exercício de 2019

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 2020, no valor de R$ 949.744 (R$ 1,1640046498 por ação).

Em decorrência do agravamento da pandemia da doença causada pelo novo coronavírus (Covid-19) e seus possíveis impactos na economia brasileira, para o setor de energia e para a Companhia, a Administração julgou necessário reavaliar as bases e premissas utilizadas acerca da destinação do lucro líquido do exercício de 2019. Desta forma, em 16.04.2020, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral, a aprovação pelo Conselho de Administração da atualização de sua proposta de destinação do lucro líquido do exercício de 2019, propondo a retenção do montante anteriormente encaminhado como dividendos complementares do ano de 2019, com base em orçamento de capital. Tal deliberação foi aprovada na AGO realizada em 28.04.2020.

Em 29.01.2020 foram pagos os dividendos intercalares relativos ao 1° semestre de 2019, no montante de R$ 893.399, correspondente a R$ 1,0949497919 por ação. Em 01.07.2020 foram pagos os juros sobre o capital próprio relativos ao período de 01.01.2019 a 31.12.2019, no valor bruto de R$ 354.000, correspondente a R$ 0,4338619496 por ação.

e) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2020

e.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reuniões realizadas em 30.07.2020 e 15.12.2020, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, nos valores de R$ 677.689, correspondente a R$ 0,8305737385 por ação, e de R$ 554.472, correspondente a R$ 0,6795603315 por ação, respectivamente. As ações foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 10.08.2020 e 21.12.2020, respectivamente. O total de dividendos intercalares aprovados é equivalente a 100% do lucro líquido ajustado do 1° semestre de 2020 e o pagamento ocorrerá em 29.01.2021.

e.2) Juros sobre o capital próprio

Em 15.12.2020, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2020 a 31.12.2020, no valor bruto de R$ 175.000, correspondente a R$ 0,2144797773 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2020, com base na posição acionária de 31.12.2020. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 21.12.2020, os quais serão pagos em 05.04.2021.

e.3) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 11.02.2021, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2020, no valor de R$ 609.594 (R$ 0,7471177357 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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 33 - 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	
	2020	2019	2020	2019
Receita operacional bruta				
Distribuidoras de energia elétrica	2.344.965	2.505.483	3.927.735	3.643.439
Consumidores livres	377.803	400.603	3.510.039	3.512.960
Operações de *trading*	-	-	1.194.395	1.196.138
Comercializadoras de energia elétrica	1.276.385	2.004.473	682.260	809.430
Transações no mercado de curto prazo	243.569	270.708	593.857	777.138
Serviços prestados	67.264	59.941	162.417	157.013
Exportação	-	-	30.759	-
Outras receitas	32.340	18.494	152.290	139.768
	4.342.326	**5.259.702**	**10.253.752**	**10.235.886**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(386.077)	(472.692)	(918.746)	(931.886)
ICMS	(31.687)	(19.526)	(53.175)	(43.766)
ISSQN	(19.971)	(3.114)	(39.733)	(28.774)
Pesquisa e desenvolvimento	(3.395)	(30.739)	(3.429)	(3.119)
IPI	-	-	(102)	-
	(441.130)	**(526.071)**	**(1.015.185)**	**(1.007.545)**
Outras				
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	2.365.578	155.364
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	381.745	382.735
Remuneração de ativo de contrato	-	-	189.720	14.549
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	-	23.489
Ganho em ação judicial	50.341	-	83.549	-
	50.341	**-**	**3.020.592**	**576.137**
Receita operacional líquida	**3.951.537**	**4.733.631**	**12.259.159**	**9.804.478**

Em 31.12.2020 e 31.12.2019, a Companhia não possuía clientes que participavam individualmente com percentual superior a 5% da receita operacional líquida consolidada.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 34 - DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	529.351	1.052.585	1.478.829	1.561.442
Operações de *trading*	-	-	1.068.341	1.090.608
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	35.883	14.161
	529.351	**1.052.585**	**2.583.053**	**2.666.211**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	91.297	197.245	303.474	421.021
Operações de *trading*	-	-	7.293	6.656
	91.297	**197.245**	**310.767**	**427.677**

b) Outros custos operacionais e custos dos serviços prestados

	Controladora				Consolidado			
	Custos operacionais		Serviços prestados		Custos operacionais		Serviços prestados	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	-	-	2.309.454	151.334	-	-
Ganho por eficiência na construção, líquido	-	-	-	-	(35.231)	-	-	-
Depreciação e amortização	280.530	279.202	-	-	893.821	844.390	-	-
Materiais e serviços de terceiros	49.378	52.839	4.164	4.661	353.514	288.993	4.164	4.661
Pessoal	106.363	102.588	22.557	20.705	258.840	244.030	22.638	20.752
Combustíveis	927	-	-	-	204.135	172.962	-	-
Seguros	19.129	18.375	2.723	2.452	86.227	63.158	2.723	2.452
Royalties	62.404	106.090	-	-	84.488	131.606	-	-
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	-	54.410	70.800	-	-
Outros custos operacionais	7.900	34.680	265	1.068	69.935	49.129	265	1.068
	526.631	**593.774**	**29.709**	**28.886**	**4.279.593**	**2.016.402**	**29.790**	**28.933**

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.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

O ILP estabelece que a duração do plano é de 4 anos e seus valores estão vinculados ao atingimento de determinados índices financeiros do grupo 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 pelo grupo 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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Pessoal e administradores	11.964	10.996	124.053	112.561	11.964	10.996	128.632	117.659
Materiais e serviços de terceiros	845	425	69.770	57.036	4.548	1.805	78.091	62.413
Depreciação e amortização	71	38	19.890	17.589	95	62	21.059	18.891
Contribuições e doações	2.626	2.865	7.796	4.602	6.787	6.521	8.688	5.744
Fundos de pensão	-	-	6.933	7.416	-	-	6.933	7.416
Aluguéis	149	43	48	633	149	43	112	931
(Reversão) Constituição de provisão, líquida	-	-	(2.067)	11	-	5.096	(1.531)	1.032
Outros	913	415	9.015	11.342	1.826	2.043	10.015	12.584
	16.568	**14.782**	**235.438**	**211.190**	**25.369**	**26.566**	**251.999**	**226.670**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 35 - RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	57.069	43.382	102.124	99.841
Renda de depósitos vinculados	222	532	7.683	16.322
Juros e variação monetária sobre				
Ganho em ação judicial	46.089	-	76.378	-
Combustíveis	29.173	-	39.166	-
Contas a receber	15.641	14.550	22.132	23.808
Depósitos judiciais	3.681	4.155	3.875	4.256
Títulos e valores mobiliários	14.976	-	-	-
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	(16.488)	-	-	-
Outras receitas financeiras	1.577	2.426	3.446	2.924
	151.940	**65.045**	**254.804**	**147.151**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Concessões a pagar	921.704	458.269	929.707	465.776
Debêntures	353.465	271.322	515.873	393.543
Empréstimos e financiamentos	213.845	174.625	590.875	355.844
Hedge de valor justo sobre empréstimos	(37.344)	50.389	(4.085)	62.300
Obrigações com benefícios de aposentadoria	26.818	28.671	26.871	28.671
Provisões	8.011	6.642	19.380	7.086
Arrendamentos	2.239	2.577	13.360	11.282
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	5.331	-
Outros	9.545	2.001	32.535	10.488
Variação cambial sobre:				
Empréstimos	899.971	124.606	899.971	124.606
Hedge de valor justo sobre empréstimos	(899.971)	(124.606)	(899.971)	(124.606)
Ajuste a valor justo	(5.545)	(6.445)	(5.806)	(1.991)
Outras despesas financeiras	31.596	10.596	13.198	21.113
	1.524.334	**998.647**	**2.137.239**	**1.354.112**
Despesas financeiras, líquidas	**1.372.394**	**933.602**	**1.882.435**	**1.206.961**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 36 - CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora					
	2020			2019		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**3.284.314**	**3.284.314**	**3.284.314**	**2.625.328**	**2.625.328**	**2.625.328**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(821.079)**	**(295.588)**	**(1.116.667)**	**(656.332)**	**(236.280)**	**(892.612)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	388.086	139.711	527.797	314.601	113.256	427.857
Juros sobre o capital próprio	43.750	15.750	59.500	88.500	31.860	120.360
Incentivos fiscais	37.807	-	37.807	30.314	-	30.314
Outros	4.166	174	4.340	(1.254)	(68)	(1.322)
	(347.270)	**(139.953)**	**(487.223)**	**(224.171)**	**(91.232)**	**(315.403)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(72.472)	(41.290)	(113.762)	(171.460)	(72.512)	(243.972)
Diferido	(274.798)	(98.663)	(373.461)	(52.711)	(18.720)	(71.431)
	(347.270)	**(139.953)**	**(487.223)**	**(224.171)**	**(91.232)**	**(315.403)**
Alíquota efetiva	**10,60%**	**4,30%**	**14,80%**	**8,50%**	**3,50%**	**12,00%**

	Consolidado					
	2020			2019		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**3.687.128**	**3.687.128**	**3.687.128**	**3.087.937**	**3.087.937**	**3.087.937**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(921.782)**	**(331.842)**	**(1.253.624)**	**(771.984)**	**(277.914)**	**(1.049.898)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	121.763	43.835	165.598	20.279	7.300	27.579
Juros sobre o capital próprio	43.750	15.750	59.500	88.500	31.860	120.360
Incentivos fiscais	76.154	-	76.154	68.993	-	68.993
Variação entre bases do lucro real e presumido	36.158	11.384	47.542	46.720	15.757	62.477
Outros	12.482	2.488	14.970	(4.894)	(1.455)	(6.349)
	(631.475)	**(258.385)**	**(889.860)**	**(552.386)**	**(224.452)**	**(776.838)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(279.742)	(132.051)	(411.793)	(389.112)	(165.912)	(555.024)
Diferido	(351.733)	(126.334)	(478.067)	(163.274)	(58.540)	(221.814)
	(631.475)	**(258.385)**	**(889.860)**	**(552.386)**	**(224.452)**	**(776.838)**
Alíquota efetiva	**17,10%**	**7,00%**	**24,10%**	**17,90%**	**7,30%**	**25,20%**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 37 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais – Controladora

	ATIVO				PASSIVO		
	Contas a receber		Títulos e valores mobiliários	Dividendos	Fornecedor		JCP[2] / dividendos
	Energia	Serviços e outros ativos			Energia	Outros	
31.12.2020							
EBC	118.891	-	-	42.500	3.123	-	-
Itasa	-	1.822	-	2.355	47.690	-	-
Jaguara	-	1.189	-	140.833	15.926	-	-
Miranda	-	838	-	56.343	8.918	-	-
Diamante	-	864	-	30.000	-	-	-
ECP e controladas	-	947	-	-	-	-	-
ENGIE Participações	-	1.305	-	-	-	139	948.852
Geramamoré[1]	-	264	-	-	-	-	-
Pampa Sul	5.864	113	355.707	2.103	-	-	-
TAG	-	71	-	32.500	-	-	-
CEE	-	-	-	34.125	-	-	-
ETP II	-	-	-	16.401	-	-	-
Outras	-	6.469	-	4.996	1.293	387	-
Total	**124.755**	**13.882**	**355.707**	**362.156**	**76.950**	**526**	**948.852**
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[1]	-	193	-	-	-	-	-
Pampa Sul	1.599	8.659	-	15.604	-	154	-
TAG	-	31	-	-	-	-	-
Outras	-	2.606	-	4.995	4.344	379	-
Total	**198.003**	**47.038**	**-**	**300.926**	**55.351**	**570**	**820.629**

(1) Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.
(2) Juros sobre capital próprio.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

b) Valores reconhecidos em contas de resultado – Controladora

	Receita			Receitas financeiras	Custo	Custos e Despesas
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração		Compra de energia	Serviços de terceiros
31.12.2020						
EBC	1.115.509	-	427	-	39.604	36
ECV	26.593	-	142	-	-	-
ENGIE Trading	16.218	-	427	-	38.646	-
Pampa Sul	108.142	-	427	15.706	-	-
Jaguara	5.444	-	413	-	149.328	-
Miranda	460	-	413	-	77.897	-
ECP e controladas	-	-	5.665	-	-	-
Diamante	27.923	-	9.761	-	81.827	-
Itasa	-	20.172	-	-	113.792	-
Ceste	-	21.836	-	-	-	-
CEE	-	-	427	-	-	-
ESBR[1]	-	-	-	-	15.189	-
Outras	-	-	2.699	-	-	7.124
Total	**1.300.289**	**42.008**	**20.801**	**15.706**	**516.283**	**7.160**
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[1]	-	-	-	-	15.008	-
Outras	-	-	4.746	-	-	7.240
Total	**1.789.595**	**40.037**	**16.447**	**-**	**766.115**	**7.240**

(1) Energia Sustentável do Brasil.

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; (iv) garantias concedidas a terceiros e (v) emissão de debêntures não conversíveis em ações.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2020
CECL	EBV	2036 e 2039	IPCA	Janeiro	6.642.171
EBV	EBC	2036	IPCA	Janeiro e Setembro	4.120.123
CEUR	EBV	2036	IPCA	Janeiro	2.413.797
Jaguara	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	896.804
CETR	EBC	2032 e 2037	IPCA	Janeiro e Dezembro	823.320
Itasa	ENGIE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	660.950
ENGIE Trading	EBC	2021 a 2026	n/a[1]	n/a[1]	608.573
Miranda	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	524.389
Itasa	ENGIE	2030	IGP-M	Janeiro	502.208
Diamante	EBC	2021	IPCA	Junho	468.704
ESBR	ENGIE	2042	IPCA	Setembro	325.183
EBC	CEE	2041	IPCA	Outubro	224.983
CEUR	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	191.045
CECL	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	144.297
EBC	ENGIE Trading	2023	IPCA	Maio	113.901
Lages	EBC	2023	IPCA	Agosto	75.147
Ferrari	EBC	2029	IPCA	Julho	73.727
EBC	CECL	2038	IPCA	Janeiro	33.637
Geramamoré	ENGIE Trading	2021	IPCA	Janeiro	28.251
EBC	CEUR	2038	IPCA	Janeiro	19.664
EBC	CETR	2037	IPCA	Janeiro	17.767
EBC	ENGIE	2025	IGP-M	Fevereiro	2.600
ENGIE Trading	EBV	2024	IPCA	Dezembro	1.550
ENGIE Trading	ENGIE	2021, 2022 e 2025	IPCA	Julho e Agosto	1.075

(1) Contratos com fornecimentos de 12 meses.

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pela controlada direta EBC.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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 31.12.2020
Itasa	16.10.2030	IGP-M	245.394
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	133.344

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$ 18.346 (R$ 11.332 em 31.12.2019).

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos e debêntures firmados por suas controladas diretas e indiretas. As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2020
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 VIII, CLWP IX, CLWP X, CLWP XI, CLWP XII, CLWP XIII, CLWP XIV, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVII, CLWP XVIII, CLWP XIX, CLWP XX, CLWP XXI, CLWP XXII, Umburanas 1, Umburanas 2, Umburanas 3, Umburanas 5, Umburanas 6, Umburanas 8, Umburanas 9, Umburanas 10, Umburanas 11, Umburanas 13, Umburanas 15, Umburanas 16, Umburanas 18, Umburanas 17, Umburanas 19, Umburanas 21, Umburanas 23, Umburanas 25 e Gralha Azul	4.324.579
	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Novo Estado Participações S.A.) de emissão da Novo Estado Transmissora.	788.941
BNDES e Debêntures	Caução da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão da Pampa Sul, Jaguara e Miranda.	3.319.146

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 pertencentes ao Conjunto Eólico Umburanas - Fase I, para os quais a ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. é a fiadora. Adicionalmente, a Companhia cedeu os direitos creditórios dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) firmados no Leilão de Geração Aneel n° 002/2006, no âmbito dos financiamentos do Conjunto Eólico Campo Largo e Conjunto Eólico Trairí.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

e) Avais e fianças

- Construção de projetos e modernização de usinas

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Conjunto Eólico Campo Largo II, Gralha Azul e Novo Estado, além da modernização da usina de São Salvador. Em 31.12.2020, o montante total dessas garantias é R$ 362.285, cujos vencimentos são: R$ 72.240 em 2021, R$ 239.865 em 2023 e R$ 50.180 em 2024.

- Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2020 é R$ 273.807. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 137.537 em 2021, R$ 40.132 em 2022, R$ 17.084 em 2023, R$ 51.796 em 2024, R$ 1.389 em 2028 e R$ 25.869 em 2029.

- Encargos de uso de rede elétrica e de conexão e O&M

A Companhia é avalista na emissão de garantias referente a contratos de encargos de rede elétrica, e de conexão (CUST, CCT e CUSD) e O&M, no valor total de R$ 77.607. O valor de R$ 55.644 irá vencer em 2021 e o vencimento do montante de R$ 23.963 está condicionado ao término do contrato, o qual é indefinido.

- Empréstimos

A Companhia possui contratada uma garantia em moeda estrangeira no valor equivalente em reais de R$ 58.919, com vencimento em 2021, 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 31.12.2020, o montante dessa fiança é R$ 88.061, com vencimento em 2021.

f) 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 28.04.2020 e está abaixo apresentada:

	2020	2019
Remuneração fixa	11.653	10.002
Remuneração variável	2.393	6.242
Encargos sociais	2.903	2.764
Outros	1.534	1.456
	18.483	**20.464**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 38 - 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.
- Transmissão: a Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujas implantações iniciaram no segundo semestre de 2018 e primeiro semestre de 2019, respectivamente, 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 serão realizadas pelas controladas Gralha Azul e Novo Estado.
- *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.
- 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 controlada em conjunto 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 controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As informações por segmento referentes aos exercícios de 2020 e 2019 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	31.12.2020					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.539.040**	**2.555.298**	**1.083.913**	**80.908**	**-**	**12.259.159**
Custos operacionais	(3.328.472)	(2.274.335)	(1.111.517)	(81.533)	-	(6.795.857)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**5.210.568**	**280.963**	**(27.604)**	**(625)**	**-**	**5.463.302**
Despesas operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(267.761)	(1.109)	(3.084)	(5.414)	-	(277.368)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(98.755)	-	-	-	-	(98.755)
Outras despesas operacionais, líquidas	(4.667)	-	-	-	-	(4.667)
	(371.183)	**(1.109)**	**(3.084)**	**(5.414)**	**-**	**(380.790)**
Resultado de participações societárias	**-**	**-**	**-**	**-**	**487.051**	**487.051**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.839.385**	**279.854**	**(30.688)**	**(6.039)**	**487.051**	**5.569.563**

	31.12.2019					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.427.655**	**169.913**	**1.108.984**	**97.926**	**-**	**9.804.478**
Custos operacionais	(4.294.067)	(151.489)	(1.111.425)	(95.982)	-	(5.652.963)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**4.133.588**	**18.424**	**(2.441)**	**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**	**18.424**	**(5.343)**	**(5.174)**	**81.114**	**4.294.898**

NOTA 39 - 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 31.05.2021, os valores em risco cobertos são de R$ 13.941.216 na controladora, e de R$ 32.952.360 no consolidado, a saber:

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas Hidrelétricas	10.196.817	3.691.411	14.773.163	4.260.113
Usinas Termelétricas	-	-	5.051.842	2.112.556
Usinas Complementares (eólica, solar, biomassa e PCH)	49.291	3.697	5.480.601	1.274.085
	10.246.108	**3.695.108**	**25.305.606**	**7.646.754**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.760.260, por evento.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratado apólice de seguro para o Conjunto Eólico Campo Largo II, cujo limite para danos materiais é de R$ 1.393.182.

Em 2020, foram contratadas as apólices de seguros para os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujos limites para danos materiais são de R$ 1.000.000 e R$ 500.000, respectivamente.

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

Em maio de 2019, ocorreu um sinistro em uma unidade geradora da Usina Hidrelétrica Jaguara, ficando a unidade sinistrada indisponível até fevereiro de 2020. A Companhia e a seguradora estão em fase de negociações quanto a avaliação de lucros cessantes decorrentes deste sinistro. Adicionalmente, em abril e julho de 2020, ocorreram sinistros na CLWP III e na Usina Lages Bioenergética, respectivamente, os quais geraram exposição de lucros cessantes e danos materiais. As Companhias e as seguradoras estão em fase de negociações quanto a avaliação das coberturas destes sinistros.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 40 - COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui estes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

	Controladora						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total
Contratos de Uso do Sistema de Transmissão	344.109	344.109	344.109	344.109	344.109	1.527.779	3.248.324
Contratos de conexão	9.061	9.061	9.061	9.061	9.061	58.425	103.730
Repactuação do risco hidrológico	-	-	7.553	4.532	4.532	71.015	87.632
Modernização da UHSO[1]	55.416	21.742	203	-	-	-	77.361
Contratos de Uso do Sistema de Distribuição	3.254	3.254	3.254	3.254	3.254	8.949	25.219
Contratos de operação e manutenção	1.444	728	-	-	-	-	2.172
Saldos em 31.12.2020	**413.284**	**378.894**	**364.180**	**360.956**	**360.956**	**1.666.168**	**3.544.438**

	Consolidado						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total
Contratos de Uso do Sistema de Transmissão	571.549	571.549	571.549	571.549	571.549	5.099.578	7.957.323
Compra de carvão de Pampa Sul e Diamante	880.306	157.474	146.370	163.488	157.474	1.193.234	2.698.346
Sistema de Transmissão – Novo Estado	1.366.413	-	-	-	-	-	1.366.413
Contratos de Uso do Sistema de Distribuição	36.061	36.061	36.061	36.061	36.061	687.922	868.227
Sistema de Transmissão – Gralha Azul	729.889	48.257	-	-	-	-	778.146
Contratos de operação e manutenção	88.844	74.411	64.394	59.564	59.564	268.532	615.309
Conjunto Eólico Campo Largo II	605.869	-	-	-	-	-	605.869
Contratos de conexão	25.648	14.811	12.120	12.120	12.120	67.485	144.304
Repactuação do risco hidrológico	-	-	7.553	4.532	4.532	160.746	177.363
Modernização da UHSO[1]	55.416	21.742	203	-	-	-	77.361
Modernização da UHE Jaguara	15.403	11.202	-	-	-	-	26.605
Saldos em 31.12.2020	**4.375.398**	**935.507**	**838.250**	**847.314**	**841.300**	**7.477.497**	**15.315.266**

(1) UHSO – Usina Hidrelétrica Salto Osório

a) 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 o Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Eólico Campo Largo, Conjunto Eólico Campo Largo II e Umburanas – Fase I mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

b) Compra de carvão de Pampa Sul e Diamante

A Companhia, por meio de suas controladas Pampa Sul e Diamante, possui contratos de compra de carvão, com vigência até 2029 e previsão de renovação por mais 15 anos, até 2044 e até 2027, respectivamente.

c) Sistema de Transmissão – Novo Estado

A Companhia, por meio da controlada indireta Novo Estado, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Novo Estado, localizado nos estados do Pará e Tocantins, com, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

d) 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.

e) Sistema de Transmissão – Gralha Azul

A Companhia, por meio da controlada indireta Gralha Azul, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul, localizado no estado do Paraná, o qual totaliza, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão.

f) Contratos de operação e manutenção

A Companhia, sua controlada Diamante, Ferrari, Jaguara, Miranda e os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

g) Conjunto Eólico Campo Largo II

O Conjunto Eólico Campo Largo 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 primeiro semestre de 2021.

h) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas CEE, Diamante, Pampa e o Conjunto Eólico 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.

i) 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. Após a referida compensação, a Companhia passará a efetuar o pagamento mencionado.

j) Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO)

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.

k) Modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara (Jaguara)

Em 21.12.2020 a Companhia assinou o contrato de modernização do gerador da unidade geradora 01 da UHJA, esta modernização, aliada a modernização da turbina, a qual deve ocorrer nos próximos anos, possibilitará o aumento da capacidade da Usina.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

l) 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					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Recursos próprios	4.851	4.905	4.907	4.905	4.903	4.902
Compras	979	774	581	409	349	313
Disponibilidade total	5.830	5.679	5.488	5.314	5.252	5.215
Disponibilidade contratada	5.155	4.890	4.456	3.775	3.236	2.789
Distribuidoras	*40,8%*	*43,5%*	*48,7%*	*59,2%*	*67,1%*	*80,8%*
Comercializadoras	*13,6%*	*10,3%*	*8,8%*	*5,7%*	*4,5%*	*3,6%*
Clientes livres	*45,6%*	*46,2%*	*42,5%*	*35,1%*	*28,4%*	*15,6%*
% Contratados	**88,42%**	**86,11%**	**81,20%**	**71,04%**	**61,61%**	**53,48%**

NOTA 41 - INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Dividendos destinados por controladas	1.104.259	901.148	711.750	-
Valor justo dos direitos de projeto adquirido	-	-	236.021	-
Juros sobre o capital próprio creditados	175.000	354.000	175.000	354.000
Aumento de capital em investidas por meio de transferências de ações	167.219	-	167.219	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	136.093	-
Fornecedores de imobilizado e de intangível	(683)	(2.259)	104.154	88.677
Goodwill	-	-	80.247	-
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	55.657	151.931
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	46.600	87.233	46.477	87.233
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	3.978	5.738	3.978	5.738
Provisões para desapropriações sem efeito caixa na construção de transmissão	-	-	2.519	-
Crédito de PIS e Cofins sobre imobilizado	-	-	(29.413)	-
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(72.427)	(41.903)	(76.282)	(24.682)
Compensação de fornecedores com redução de capital e dividendos de controladas	-	193.462	-	-
Adoção inicial - IFRS 16/CPC 06 (R2)	-	21.899	-	139.475
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	-	(2.926)	-	(2.926)

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

NOTA 42 - EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 11.02.2021, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2020, no montante de R$ 609.594, ou R$ 0,7471177357 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Início da implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho e Conjunto Eólico Campo Largo II

Em 15.01.2021, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral a assinatura do contrato para o fornecimento de aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho ("CESA"), o que viabiliza o início da implantação da primeira fase do CESA, cuja capacidade instalada será de 434 MW. A entrada em operação comercial está prevista para ocorrer até março de 2023 e a energia produzida será totalmente direcionada para contratação no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Adicionalmente, as Usinas IX, X, XIV e XVII do Conjunto Eólico Campo Largo II entraram em operação em teste até a data destas demonstrações contábeis.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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.

DocuSigned by:
Eduardo Antonio Gori Sattamini
40AA68FDD4894DE...

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

DocuSigned by:
Marcelo Cardoso Malta
987F43BEF6CD48B...

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

DocuSigned by:
Gabriel Mann dos Santos
FC5977C8E74A4BB...

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

DocuSigned by:
Guilherme Slovinski Ferrari
84B90F8A148A4BA...

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação

DocuSigned by:
Jose Luiz Jansson Laydner
5DABDA04D0DD4BD...

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

DocuSigned by:
Marcos Keller Amboni
5CCBFCE8A783474...

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

DocuSigned by:
D96CD7D174134E1...

Luciana Moura Nabarrete
Diretora Administrativo

DocuSigned by:
Marcio Daian Neves
98A9043FB33549B...

Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

Florianópolis, 11 de fevereiro de 2021.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

DocuSigned by: Maurício Stolle Bähr C47A23EB8FAF4DB...
Maurício Stolle Bähr
Presidente

DocuSigned by: 2E5393D8016B425...
Paulo Jorge Tavares Almirante
Vice-Presidente

DocuSigned by: Dirk Achiel Marc Beeuwsaert 1A747609B7CF48A...
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

DocuSigned by: Karin Koogan Breitman 91C323FB6C3344F...
Karin Koogan Breitman
Conselheiro

DocuSigned by: Richard Jacques Dumas C96BC14820404B3...
Richard Jacques Dumas
Conselheiro

DocuSigned by: 7A9E3508B828475...
Simone Cristina de Paola Barbieri
Conselheiro

DocuSigned by: Paulo de Resende Salgado 342A9F08B06D497...
Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

DocuSigned by: Manoel Eduardo Lima Lopes D78C4CB0994A43C...
Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

DocuSigned by: Adir Flávio Sviderskei E36E0D9543B5445...
Adir Flavio Sviderskei
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

DocuSigned by: Eduardo Antonio Gori Sattamini 40AA68FDD4894DE...
Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

DocuSigned by: Marcelo Cardoso Malta 987F43BFF6CD48B...
Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

DocuSigned by: Gabriel Mann dos Santos FC5977C8E74A4BB...
Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

DocuSigned by: Guilherme Slovinski Ferrari 84B90F8A148A4BA...
Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios, Estratégia e Inovação

DocuSigned by: Jose Luiz Jansson Laydner 5DABDA04D0DD4BD...
Jose Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

DocuSigned by: Marcos Keller Amboni 5CCBFCE8A783474...
Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

DocuSigned by: D96CD7D174134E1...
Luciana Moura Nabarrete
Diretora Administrativo

DocuSigned by: Marcio Daian Neves 98A9043FB33549B...
Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

DocuSigned by: Paulo Roberto Keller de Negreiros AF080478281C4A1...
Paulo Roberto Keller de Negreiros
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RS-068193/O-2 T-SC

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Orestes Guimarães, 338,
6º andar, salas 602, 603 e 604
89204-060 - Joinville - SC
Brasil

Tel.: + 55 (47) 3025-5155
Fax: + 55 (47) 3328-5155
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 2020 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 2020, 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 2020, 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 2020, 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.

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.

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.

© 2021. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Reconhecimento de receita

Conforme descrito nas notas explicativas nº 3.q e nº 33 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.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionado à atividade de revisão do cálculo da receita faturada, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, 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 nas notas explicativas nº 3.r.5 e nº 27 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, assessorada por seus consultores jurídicos, aplica um alto grau de 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.

© 2021. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionado a avaliação dos prognósticos e estimativas de perdas dos assessores externos, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados.

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.

Direito de extensão de concessão - Repactuação do risco hidrológico

Conforme descrito na nota explicativa nº 16.a.4 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas, em setembro de 2020, entrou em vigor a Lei nº 14.052 que estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, tendo como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE dos efeitos decorrentes de externalidades que agravaram o *Generation Scaling Factor* - GSF ao longo dos últimos anos. A compensação ocorrerá por meio de extensão do período de outorga da concessão e está condicionada à desistência das ações judiciais e à renúncia de qualquer alegação de direito relativa à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

Esse tema foi considerado um principal assunto em nossa auditoria, pois: (i) o valor envolvido da repactuação do risco hidrológico foi material para a auditoria; (ii) a mensuração dos valores justos do ativo 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, projeções de preços de venda, projeções de custo futuro de operações de usinas, dentre outras premissas; (iii) o assunto demandou o envolvimento intenso e frequente de membros experientes da equipe de auditoria e de seus especialistas técnicos, administração da Companhia, bem como de diversos participantes do setor de energia.

Nossos principais procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação das políticas contábeis aplicadas pela Companhia para reconhecimento e mensuração do direito de extensão de concessão; (ii) a avaliação da Lei nº 14.052/2020 e da Resolução Normativa nº 895/2020 emitida pelo regulador os quais formalizaram o direito e regulamentação do direito de extensão de concessão e a análise da documentação-suporte para a transação; (iii) avaliação das principais premissas e metodologias utilizadas pela Companhia na mensuração e no adequado reconhecimento do valor justo do ativo de direito de extensão de concessão reconhecido; 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 do valor justo do direito de extensão de concessão, consideramos o reconhecimento do intangível relacionado a repactuação do risco hidrológico adequado, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

© 2021. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Deloitte.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2020, 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.

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.

© 2021. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

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:

- 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.

© 2021. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

Deloitte.

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis 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, 11 de fevereiro de 2021

Deloitte Touche Tohmatsu
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" SC

Fernando de S. Leite
Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

© 2021. Para mais informações, contate a Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em milhares de reais

	A realizar			
Fontes de recursos	**2021**	**2022**	**2023**	**Total**
Retenção de lucros do exercício de 2020 (Artigo 196 da Lei das S.A.)	638.669	-	-	638.669
Capital de terceiros e geração interna de caixa	2.877.896	1.567.961	753.692	5.199.549
Total das fontes	**3.516.565**	**1.567.961**	**753.692**	**5.838.218**
Aplicações				
Conjunto Eólico Campo Largo II	369.130	-	-	369.130
Sistema de Transmissão Gralha Azul	716.020	52.624	-	768.644
Sistema de Transmissão Novo Estado	1.796.824	-	-	1.796.824
Conjunto Eólico Santo Agostinho	359.155	1.327.245	564.026	2.250.426
Modernização de Salto Osório	60.179	10.119	278	70.576
Manutenção do parque produtivo	215.257	177.973	189.388	582.618
Total das aplicações	**3.516.565**	**1.567.961**	**753.692**	**5.838.218**

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

DocuSign Envelope ID: B6D012A3-1023-410B-AB82-B61D7C7C0704

Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário
ENGIE Brasil Energia S/A – Exercício Social 2020

1. Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário ("CAE") foi criado como parte integrante da governança corporativa da ENGIE, atendendo à alteração do Estatuto Social da Engie (33ª AGE - item 1.1), que adequou a ENGIE às regras do Regulamento do Novo Mercado B3 no tocante a instalação do Comitê de Auditoria Estatutário (Art. 22).

O CAE foi constituído, na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 193, realizada em 06 de dezembro de 2019, na qual foi aprovada o seu Regimento Interno, e na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 202, de 14 de maio de 2020, na qual foram nomeados os membros do CAE.

O CAE é um órgão estatutário de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia S/A ("ENGIE"), sendo regido pelas regras previstas na legislação brasileira e disposições contidas em seu Regimento Interno. O CAE reporta os assuntos tratados em suas reuniões, bem como suas manifestações, ao Conselho de Administração da ENGIE, conforme atas das reuniões arquivadas na Companhia.

Os membros da Diretoria da ENGIE são convidados a participar das reuniões do CAE que envolvam temas a eles afetos ou assuntos por eles submetidos para apreciação do CAE e indicam, conforme o caso, a participação dos gestores das áreas responsáveis pelas matérias a serem tratadas. Os gestores designados pela ENGIE também são convidados a participar de todas as reuniões do CAE.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (DTT) é a firma responsável pelo exame e emissão do relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras e pela emissão dos relatórios especiais sobre as revisões trimestrais (ITR's) do Conglomerado ENGIE no período deste relatório.

O CAE atualmente é composto pelos Conselheiros de Administração da ENGIE, Economista Paulo de Resende Salgado, Coordenador do CAE, e Contador Manoel Eduardo Lima Lopes, e pela Advogada Carla Carvalho de Carvalho, todos atendendo aos critérios de independência estabelecidos pela legislação vigente e, também, pelos critérios do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

2. Resumo das atividades no Ano de 2020

No período de 15 de maio a 31 de dezembro de 2020, o CAE realizou 12 (doze) reuniões e 2 (duas) reuniões no ano de 2021 (até a data de avaliação das demonstrações financeiras referentes ao exercício de 2020), envolvendo os Conselheiros de Administração, Diretores Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes do Conglomerado ENGIE, assim como os Gerentes das Unidades Organizacionais de Riscos, Contabilidade, Tributária, Jurídica, Ética, Controles Internos e *Compliance*. O CAE realizou também 2 (duas) reuniões com o Conselho de Administração.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

DocuSign Envelope ID: B6D012A3-1023-410B-AB82-B61D7C7C0704

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacamos as seguintes:

1. Discussão e avaliação das políticas de independência dos auditores independentes, abrangendo em especial os seguintes assuntos: (i) o planejamento e a execução dos trabalhos de auditorias das demonstrações financeiras trimestrais do exercício social de 2020 do Conglomerado ENGIE; (ii) conhecer as naturezas e extensões dos principais procedimentos de auditoria selecionados e os conceitos de materialidades adotados; (iii) as análises de riscos de auditorias por eles efetuadas; (iv) as conclusões dos exames de auditorias, tendo tomado conhecimento do teor do relatório dos auditores independentes sobre os exames das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, dando-se por satisfeito com as informações e esclarecimentos prestados. Também foram obtidas informações para assegurar as independências dos auditores e as inexistências de conflitos de interesses em outros trabalhos que não os de auditorias das demonstrações financeiras.

2. Acompanhamento do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes, abordando as principais práticas contábeis adotadas, as estimativas contábeis efetuadas, bem como as apresentações das situações patrimoniais e financeiras, dos resultados financeiros, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados e das notas explicativas às demonstrações financeiras.

3. Supervisão do Plano Anual da Auditoria Interna, sua execução, relatórios emitidos, conhecimento dos pontos levantados e das recomendações, como também as providências tomadas pela Administração.

4. Monitoramento do Programa de Controles Internos e da Matriz de Riscos.

5. Conhecimento das decisões do Conglomerado ENGIE com relação à Lei Geral de Proteção de Dados.

6. Acompanhamento de eventos desenvolvidos pela área tributária corporativa.

7. Acompanhamento de processos judiciais e administrativos que envolvam ativos e passivos em andamento.

8. Monitoramento do canal de denúncias éticas do Conglomerado ENGIE.

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

DocuSign Envelope ID: B6D012A3-1023-410B-AB82-B61D7C7C0704

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO – CAE
ENGIE Brasil Energia S/A

De acordo com a legislação vigente, os membros do CAE, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto nas normas da CVM, Regulamentação do Novo Mercado e no Regimento Interno do Comitê, procederam à análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, acompanhadas do relatório dos auditores independentes e do relatório da administração referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020 e considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos profissionais da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, opinam, por unanimidade, recomendar a sua aprovação pelo Conselho de Administração e o seu encaminhamento à Assembleia Geral Ordinária – AGO para deliberação pelos acionistas.

Esse Parecer, depois de lido e achado conforme, será assinado pelos membros do Comitê de Auditoria Estatutário, por meio do *DocuSign*.

Rio de Janeiro, 11 de fevereiro de 2021.

DocuSigned by:
Paulo de Resende Salgado

Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

Carla Carvalho de Carvalho

Carla Carvalho de Carvalho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Manoel Eduardo Lima Lopes

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

DocuSign Envelope ID: 12E09BCF-EB50-41C0-809E-9D2F6183DA36

DocuSign Envelope ID: 736AA9D0-0D8B-4781-93BD-FB870F7740DC

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 ENGIE Brasil Energia S.A., infra-assinados, no desempenho de suas funções legais e estatutárias, examinaram o Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Contábeis compostas pelo balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2020 e pelas demonstrações do resultado do exercício; do resultado abrangente; das mutações do patrimônio líquido; do fluxo de caixa e do valor adicionado para o exercício findo naquela data, as respectivas notas explicativas, bem como a proposta de destinação do lucro líquido do exercício para reserva legal, reserva de incentivos fiscais, reserva de retenção de lucros, dividendos e juros sobre o capital próprio.

Foi, também, examinado o orçamento de capital, no valor total de R$ 5.838.217.986,25, destinado aos 3 exercícios subsequente, de 2021, 2022 e 2023, nos valores de R$ 3.516.564.564,61, R$ 1.567.961.176,44 e R$ 753.692.245,20, respectivamente, o qual foi elaborado em conformidade com os requisitos legais e se destina à aplicação direta na manutenção do parque produtivo e em investimentos em novos empreendimentos, o que enseja a constituição da reserva de retenção de lucro no valor de R$ 638.669.403,00 proposta pelo Conselho de Administração da Companhia.

Com base nos exames efetuados e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, Deloitte Touche Tohmatsu, emitido sem ressalvas em 11 de fevereiro de 2021, bem como as informações e esclarecimentos recebidos dos representantes da administração ao longo do exercício, os membros do Conselho Fiscal expressam a opinião de que os documentos em apreço, bem como a proposta de destinação do lucro líquido do exercício apresentada pelo Conselho de Administração estão em condições de serem aprovados pelos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Florianópolis, 11 de fevereiro de 2021.

DocuSigned by: Waltamir Barreiros
Waltamir Barreiros
Conselheiro Presidente

DocuSigned by: Carlos Guerreiro Pinto
Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

DocuSigned by: Milre Felix Neto
Milre Felix Neto
Conselheiro

ENGIE Brasil Energia S.A. - Rua Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064 – Agronômica - CEP 88025-255 - Florianópolis - SC - Brasil
Fone/Phone: +55 (48) 3221-7000 - Fax: +55 (48) 3221-7001 - www.engieenergia.com.br - webmaster@engieenergia.com.br