



# Proposta da Administração para a Assembleia Geral Ordinária de 28.04.2021

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



## ÍNDICE

Proposta da Administração para a Assembleia Geral Ordinária .....	4
ANEXO I – COMENTÁRIO DOS ADMINISTRADORES .....	6
10.1 Condições financeiras e patrimoniais gerais .....	6
10.2 Comentários dos Diretores .....	55
10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes .....	62
10.4 Comentários dos Diretores sobre práticas contábeis .....	68
10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia .....	71
10.6 Descrição pelos Diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras ..	73
10.7 Comentários dos Diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras .....	73
10.8 Principais elementos do plano de negócios da Companhia .....	73
10.9 Comentar sobre outros fatores .....	76
ANEXO II – ORÇAMENTO DE CAPITAL .....	80
ANEXO III – PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO LUCRO .....	81
ANEXO IV – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES .....	87
13.1 Descrição da política ou prática de remuneração dos Administradores .....	87
13.2 Remuneração total do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal reconhecida no resultado dos últimos 3 exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente .....	95
13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal dos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente .....	99
13.4 Plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente .....	101
13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária .....	104
13.6 Opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social .....	106
13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais .....	106
13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens “13.5” a “13.7” .....	107
13.9 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas .....	108
13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos Diretores Estatutários .....	109
13.11 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal, dos 3 últimos exercícios sociais .....	110
13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia .....	111
13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto .....	111
13.14 Valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados, em relação aos 3 últimos exercícios sociais .....	111
13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do Conselho de Administração, da	

Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos, em relação aos 3 últimos exercícios sociais .....	111
13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes .....	113
ANEXO V – POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS .....	115
14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia .....	115

---

**PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 28 DE ABRIL DE 2021, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) Nº 481, DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09), E SUAS ALTERAÇÕES POSTERIORES**

---

Segundo o artigo 9º da ICVM 481/09, a Companhia deve fornecer, até 1 (um) mês antes da data da realização da Assembleia Geral Ordinária (AGO), os seguintes documentos e informações:

- **Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis (Incisos I e II do artigo 9º da ICVM 481/09)**

As Demonstrações Contábeis Anuais Completas, que incluem o Relatório da Administração, foram arquivadas na CVM e B3 no dia 11.02.2021 e foram publicadas nos jornais Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e Notícias do Dia, no dia 26.03.2021. Tais documentos também estão disponíveis nestes websites: da Companhia ([www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras/](http://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras/)), da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)) e da B3 ([www.b3.com.br](http://www.b3.com.br)).

- **Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência (Inciso III do artigo 9º da ICVM 481/09)**

As informações referentes ao comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia estão disponíveis no anexo I deste documento.

- **Relatório dos Auditores Independentes (Inciso IV do artigo 9º da ICVM 481/09)**

O Relatório dos Auditores Independentes está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais Completas da Companhia.

- **Parecer do Conselho Fiscal, inclusive votos dissidentes, se houver (Inciso V do artigo 9º da ICVM 481/09)**

O Parecer do Conselho Fiscal está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais Completas da Companhia, ressaltando que não houve votos dissidentes.

- **Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP (§ único do artigo 9º - Inciso I, da ICVM 481/09)**

O formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) foi publicado pela Companhia no dia 11.02.2021, na mesma data da entrega do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Anuais. Esse documento pode ser acessado pelos websites da Companhia ([www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras/](http://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras/)), da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)) e da B3 ([www.b3.com.br](http://www.b3.com.br)).

- **Orçamento de capital**

As informações referentes ao Orçamento de Capital estão apresentadas no anexo II deste documento.

- **Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09 (§ único do artigo 9º - Inciso II, da ICVM 481/09)**

As informações referentes ao anexo 9-1-II da ICVM 481/09 estão disponíveis no anexo III deste documento.

- **Parecer do Comitê de Auditoria, se houver (§ único do artigo 9º - Inciso III, da ICVM 481/09)**

O Parecer do Comitê de Auditoria está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais Completas da Companhia.

**Sempre que a assembleia geral for convocada para eleger administradores ou membros do conselho fiscal, a Companhia deve fornecer (artigo 10º da ICVM 481/09):**

- **No mínimo, as informações indicadas nos itens 12.5 a 12.10 do formulário de referência, relativamente aos candidatos indicados ou apoiados pela administração ou pelos acionistas controladores (artigo 10º - Inciso I, da ICVM 481/09)**

Não é esperada para esta assembleia geral a eleição de administradores ou de membros do conselho fiscal.

**Sempre que a assembleia geral dos acionistas for convocada para fixar a remuneração dos administradores, a Companhia deve fornecer, no mínimo, os seguintes documentos e informações (artigo 12º da ICVM 481/09):**

- **Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido Formulário de Referência (artigo 12º - Incisos I e II, da ICVM 481/09)**

Estas informações estão apresentadas no anexo IV deste documento.

- **Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2020**

A proposta está apresentada no anexo V deste documento.

- **Boletim de voto à distância, a que se refere o art. 21-F (Inciso VI do artigo 9º da ICVM 481/09) e nas hipóteses a que se refere o art. 21-A (Inciso II do artigo 10º da ICVM 481/09)**

Em atendimento à ICVM 481/09, e suas alterações posteriores, a Companhia passou a adotar o voto a distância a partir do exercício de 2017.

O boletim de voto a distância foi publicado pela Companhia no dia 26.03.2021, na mesma data da entrega dessa Proposta da Administração. Esse documento pode ser acessado pelos websites da Companhia (<https://www.engie.com.br/investidores/assembleias-e-reunioes-do-conselho/voto-a-distancia/>), da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)) e da B3 ([www.b3.com.br](http://www.b3.com.br)).

## ANEXO I – COMENTÁRIO DOS ADMINISTRADORES

### Artigo 9º ICVM 481/09 – Inciso III – Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência

#### 10.1 Condições financeiras e patrimoniais gerais

As informações financeiras contidas nos itens 10.1 a 10.9 desta Proposta da Administração refletem as demonstrações financeiras da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, elaboradas em conformidade com as normas internacionais de contabilidade – *International Financial Reporting Standards* (IFRS) e com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

##### *a. Condições financeiras e patrimoniais gerais*

Os Diretores, com base nos indicadores de liquidez e endividamento expostos abaixo, entendem que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais adequadas para a execução dos planos de expansão de capital e de investimento, bem como para atender aos seus requisitos de liquidez e cumprir com suas obrigações de curto e longo prazo.

#### **Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2020**

O ano de 2020 foi caracterizado por um cenário de incertezas, resultante da pandemia do novo coronavírus. A Companhia buscou compreender riscos, prever impactos e adaptar suas atividades, concentrando esforços em assegurar a oferta de energia – essencial à sociedade – e, ao mesmo tempo, em proteger as pessoas e apoiar às comunidades nas quais está inserida. Em 2020, a Companhia não apurou impactos significativos decorrentes da pandemia, estando suas atividades autorizadas pelos órgãos federativos, visto a condição de atividade essencial às atividades do país.

Com recursos assegurados no mercado, a Companhia, em 2020, esteve implantando três grandes projetos, previstos para serem concluídos em 2021: o Conjunto Eólico Campo Largo II, no Nordeste, o qual agregará 361,2 MW à capacidade instalada da Companhia, e os Sistemas de Transmissão Novo Estado, no Norte, e Gralha Azul, no Sul. Adicionalmente, em 2021 serão iniciadas as obras da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, o qual agregará 434 MW à capacidade instalada da Companhia.

Quanto ao desempenho econômico e financeiro, em 2020 a Companhia obteve lucro líquido consolidado de R\$ 2.797 milhões, superior em 21,0% ao lucro apurado em 2019, de R\$ 2.311 milhões. O EBITDA alcançado pela Companhia em 2020 foi de R\$ 6.485 milhões, um aumento de 25,7% ou R\$ 1.327 milhões se comparado ao exercício de 2019. A margem EBITDA aumentou em 0,3 p.p., passando de 52,6% para 52,9% no comparativo entre os exercícios de 2019 e 2020.

A variação do EBITDA foi consequência da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R\$ 685 milhões no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 262 milhões oriundos do segmento de transmissão de energia; e (iii) R\$ 406 milhões decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG, tendo em vista a aquisição adicional de 3,25%, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes efeitos negativos: (iv) R\$ 25 milhões oriundos do segmento de *trading* de energia – dos quais R\$ 45 milhões são provenientes dos efeitos da marcação a mercado, parcialmente atenuada pelo impacto positivo de R\$ 20 milhões originados das transações realizadas e das despesas operacionais; e (v) R\$ 1 milhão oriundo do segmento de painéis solares.

O EBITDA do segmento de geração, cuja variação foi indicada no item (i), foi afetado por eventos não recorrentes reconhecidos nos anos em comparação, no montante de R\$ 637 milhões, referentes aos seguintes eventos: (i) acréscimo de R\$ 968 milhões referente à recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico, em 2020; (ii) R\$ 84 milhões de recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial, em 2020; (iii) efeito negativo de R\$ 321 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\$ 94 milhões oriundos de acréscimo nos valores de *impairment*, entre os anos em comparação.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira da Companhia:

- Incremento da receita operacional líquida – a Companhia registrou acréscimo de 25,0% na receita operacional líquida entre 2019 e 2020, atingindo R\$ 12.259 milhões em 2020, montante superior em R\$ 2.455 milhões ao apurado em 2019. Este acréscimo é oriundo, sobretudo, do incremento da receita de implementação de infraestrutura de transmissão, haja vista a evolução na execução das obras de construção dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.
- Aumento do EBITDA – o EBITDA registrado em 2020 foi de R\$ 6.485 milhões, aumento de 25,7% (R\$ 1.327 milhões) em comparação ao ano de 2019. A margem Ebitda foi de 52,9% em 2020, elevação de 0,3 p.p. em relação ao ano anterior. Os resultados de 2019 e de 2020 foram impactados por eventos não recorrentes, destacados anteriormente, dentre os quais a repactuação do risco hidrológico, cujo impacto de caixa será percebido futuramente, quando da extensão das concessões.
- Repactuação do risco hidrológico – a Lei nº 14.052/2020, 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 concessão, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel. A Companhia reconheceu, em 2020, o ativo intangível relativo ao direito de extensão do prazo de concessão das outorgas de geração em contrapartida da rubrica “Custos operacionais – Repactuação do risco hidrológico”, no montante bruto de R\$ 968 milhões.

- 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 milhões em 31.12.2020 — aumento de 15,5% (R\$ 2.235 milhões) comparativamente à posição de 31.12.2019. O aumento deve-se basicamente aos seguintes acréscimos: (i) saques no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), destinados à construção do Conjunto Eólico Campo Largo II e dos Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul; (ii) captação de empréstimos junto a instituições financeiras situadas no exterior para formação de capital de giro e para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia, totalmente protegidos por operações de *hedge*, destinados à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iii) emissão de debêntures pela controlada Pampa Sul, com a finalidade de otimizar a estrutura de capital desta controlada; (iv) emissão de debêntures pela controlada indireta Novo Estado Participações S.A. (NEP) para formação de capital de giro e para financiar a implementação da linha de transmissão; e (v) emissão de ações preferenciais resgatáveis, pela controlada indireta NEP, para liquidação antecipada das debêntures emitidas pela NEP, comentada no item (iv). Esses eventos foram atenuados pelos pagamentos realizados ao longo de 2020, dentre os quais se destacam o pagamento antecipado do financiamento com o BNDES e Bancos Repassadores da controlada direta Companhia Energética Estreito CEE e a liquidação antecipada das debêntures emitidas pela NEP.
- Classificação de risco (*rating*) – a Fitch Ratings atribui à ENGIE Brasil Energia Rating Nacional de Longo Prazo como ‘AAA(bra)’ com perspectiva estável e em escala global ‘BB(bra)’, com perspectiva estável, 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.
- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia, apesar do cenário de pandemia provocada pelo Covid-19, conforme apresentado a seguir no item 10.9 desta Proposta da Administração.
- Capacidade instalada – a Companhia, em 31.12.2020, possuía capacidade instalada de 8.710,5 MW e operava um parque gerador de 10.431,2 MW, composto de 60 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas convencionais, 38 parques eólicos, três à biomassa, duas solares e duas pequenas centrais hidrelétricas. Destes parques geradores, 56 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.
- Evolução das obras (i) do Conjunto Eólico Campo Largo II, com capacidade instalada prevista de 361 MW. A entrada em operação comercial dos primeiros parques ocorreu em fevereiro de 2021, e os últimos estão previstos para o terceiro trimestre de 2021; e (ii) do Sistema de Transmissão de Energia Gralha Azul, no Paraná, com cerca de mil quilômetros de extensão de linhas de transmissão, tendo como prazo limite para o início da operação comercial 09.03.2023. A Companhia estima o início das operações comerciais para 09.2021.
- Aquisição, em março de 2020, de 100% das ações da Novo Estado, detentora da concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão nº 002/2017, localizado nos estados do Pará e Tocantins, que totaliza, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão. A Companhia estima o início das operações comerciais para 12.2021. A RAP na data-base do leilão era de R\$ 313 milhões e o CAPEX estimado, de R\$ 3,0 bilhões.



- 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 milhões.

### **Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2019**

O ano de 2019 foi marcado por um ambiente mais favorável ao desenvolvimento dos negócios no país, em virtude da aprovação de medidas estruturantes fundamentais à retomada do crescimento econômico, tais como a Reforma da Previdência. Foram destaques neste exercício o ingresso na cadeia de valor do gás natural, a partir da aquisição da Transportadora Associada de Gás (TAG), em parceria com uma subsidiária da ENGIE S.A. e a *Caisse de Dépôt et Placement du Québec* (CDPQ) e a conclusão da construção do Conjunto Umburanas – Fase I e da Usina Termelétrica Pampa Sul, os quais adicionaram 705 MW e 536,8 MW médios à capacidade instalada e à garantia física da Companhia, respectivamente.

No que tange ao desempenho econômico e financeiro, a Companhia, no ano de 2019, obteve lucro líquido consolidado de R\$ 2.311 milhões, ligeiramente inferior ao lucro de 2018, no montante de R\$ 2.315 milhões (0,2%). O EBITDA alcançado pela Companhia em 31.12.2019 foi de R\$ 5.158 milhões, um aumento de 19,2% ou R\$ 831 milhões se comparado ao exercício de 2018. A margem EBITDA aumentou em 3,4 p.p., passando de 49,2% para 52,6% no comparativo entre os exercícios de 2018 e 2019. Este acréscimo é motivado, substancialmente, dos seguintes efeitos: (i) aumento no volume e preço de vendas no segmento de geração; (ii) reconhecimento, no terceiro trimestre de 2019, de outras receitas operacionais oriundas de recebimento de indenização em razão do descumprimento de condições contratuais pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente o atraso na conclusão da obra, que motivou a frustração de resultado da Companhia; e (iii) ao resultado positivo de participação societária na TAG/Aliança.

### **Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2018**

O ano de 2018 foi marcado pelo crescimento consistente, por meio da implantação de novas usinas e da manutenção do parque gerador, e pelo ingresso nos segmentos de transmissão, geração distribuída e *trading* de energia elétrica, seguindo as diretrizes globais de descarbonização, descentralização e digitalização do Grupo ENGIE.

A Companhia segue ampliando sua matriz renovável. Em 2018, foi concluída a construção do Conjunto Eólico Campo Largo, foram consolidadas as operações das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda e deu-se continuidade as obras de implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual tem previsão de iniciar a operação comercial em meados de 2019. Ainda neste ano, a Companhia concluiu a aquisição dos 50% das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (“EGSD”).

Adicionalmente, em 2018, a Companhia, por meio de suas controladas diretas ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (ECP) e ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC), assinou o contrato de concessão referente ao Leilão de Transmissão nº 02/2017.

No que tange ao desempenho econômico e financeiro, a Companhia, no ano de 2018, obteve lucro líquido consolidado de R\$ 2.315 milhões, valor 15,5% ou R\$ 310 milhões superior ao exercício de 2017. O EBITDA alcançado pela Companhia em 2018 foi de R\$ 4.327 milhões, um aumento de 23,7% ou R\$ 828 milhões se comparado ao ano de 2017. A margem EBITDA ajustada reduziu em 0,7 p.p., passando de 49,9% para 49,2% no comparativo entre 2017 e 2018. Tal redução decorre, substancialmente, dos efeitos, em 2018, das operações de *trading* e do reconhecimento das receitas e dos custos de construção da linha de transmissão.

Os principais fatores que ocasionaram o desempenho anteriormente destacado foram os resultados das operações das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, adquiridas no final do ano de 2017, o aumento da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, a elevação do preço médio líquido de venda e do volume de energia vendida, a redução das aquisições de energia para a gestão do portfólio da Companhia, o reconhecimento de receitas de direito a indenização por interrupção de negócios e de multa contratual e o início das operações de *trading* a partir de janeiro de 2018.

### **b. Estrutura 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.

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa, principalmente em função de sua elevada margem, resultado da característica intensiva em capital da atividade de geração de energia e dos rígidos controles de custos e despesas realizados pela Administração da Companhia.

Os principais componentes da estrutura de capital da Companhia são os seguintes:

Valores em R\$ milhões	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Endividamento bruto <sup>1</sup>	16.672	14.437	9.498
(-) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	4.886	4.245	2.642
Endividamento líquido	11.786	10.192	6.856
Endividamento bruto não circulante <sup>2</sup> (% do endividamento bruto)	89,0%	81,0%	93,0%
Patrimônio líquido	7.742	6.999	6.320
Grau de alavancagem <sup>3</sup>	60,4%	59,3%	52,0%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido / passivo total)	22,0%	23,2%	26,6%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	78,0%	76,8%	73,4%

(1) Contempla os empréstimos e financiamentos, debêntures e as ações preferenciais resgatáveis (circulante e não circulante) – líquidos dos efeitos dos *hedges*.

(2) Endividamento bruto não circulante, contempla os empréstimos e financiamentos, as debêntures e as ações preferenciais resgatáveis, todos não circulante - líquido dos efeitos dos *hedges*.

(3) Endividamento líquido / (Endividamento líquido + Patrimônio líquido)

O aumento do 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 valor total de R\$ 2.181 milhões, líquido do custo de captação, destinados, principalmente, à construção do Conjunto Eólico Campo Largo II e dos Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul; (ii) captação de empréstimos, via operação 4131, no montante de R\$ 1.132 milhões junto a instituições financeiras situadas no exterior para formação de capital de giro e para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia, totalmente protegidos por operações de *hedge*, destinadas à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iii) emissão de debêntures no valor de R\$ 511 milhões, líquido do custo de captação, pela controlada Pampa Sul, com a finalidade de otimizar a estrutura de capital desta controlada; (iv) emissão de debêntures, no montante de R\$ 498 milhões, líquido do custo de captação, pela controlada indireta Novo Estado Participações S.A. (NEP), para formação de capital de giro e para financiar a implementação do Sistema de Transmissão Novo Estado; e (v) emissão de ações preferenciais resgatáveis, emitidas pela NEP, no montante de R\$ 477 milhões, líquido do custo de emissão, para liquidação antecipada das debêntures emitidas comentadas no item anterior. Adicionalmente aos efeitos citados, foram incorridos R\$ 1.150 milhões de encargos financeiros e amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures, no montante de R\$ 3.714 milhões, dentre os quais se destacam o pagamento antecipado do financiamento com o BNDES e Bancos Repassadores da controlada direta CEE, de R\$ 847 milhões, e a liquidação antecipada das debêntures emitidas pela NEP, de R\$ 509 milhões.

### *c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos*

Os Diretores da Companhia, considerando o seu perfil do endividamento e a sua posição de liquidez, em situações normais de mercado, acreditam que a Companhia possui plenas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazos hoje existentes, bem como para continuar expandindo seus investimentos.

Os Diretores da Companhia entendem ainda que, em condições normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

Neste quadro estão listados os principais indicadores de capacidade de pagamento da dívida utilizados pela Companhia.

Valores em R\$ milhões	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
EBITDA	6.485	5.158	4.327
Despesa financeira	2.137	1.353	854
Resultado financeiro	1.882	1.206	699
Endividamento bruto	16.672	14.437	9.498
Endividamento líquido	11.786	10.192	6.856
Endividamento líquido / EBITDA	1,8	2,0	1,6
Endividamento total / EBITDA	2,6	2,8	2,2
EBITDA / Despesa financeira	3,0	3,8	5,1
Fluxo de caixa operacional	1.342	3.621	3.147

Nos últimos três exercícios sociais a Companhia honrou suas obrigações assumidas com terceiros, tais como fornecedores, dividendos, dívidas, concessões a pagar, entre outros.



O endividamento líquido da Companhia em 31.12.2020 é de R\$ 11.786 milhões e corresponde a 1,8 vezes o EBITDA apurado em 2020, de R\$ 6.485 milhões. Adicionalmente, a Companhia apurou fluxo de caixa operacional positivo de R\$ 1.342 milhões em 2020. Com base nos resultados apresentados e no plano de negócios da Companhia, os Diretores da Companhia reforçam a capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos.

A Fitch Ratings atribui à Companhia *Rating* Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)', com perspectiva estável, e em escala global 'BB(bra)', com perspectiva estável, um nível acima do *rating* soberano. Os *ratings* estão diretamente relacionados à captura de linhas de crédito atrativas, ampliando a competitividade da Companhia no desenvolvimento de novos projetos.

***d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas***

A Companhia utiliza linhas de crédito em instituições financeiras de primeira linha, com a finalidade de suprir uma eventual necessidade de caixa de curto e médio prazos.

Para os projetos de investimento da Companhia, além da utilização de parte de sua geração de caixa, a principal fonte de financiamento é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), diretamente e/ou por meio de seus Bancos Repassadores. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento pelo BNDES, ou por questões de custo do financiamento, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, como o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e/ou debêntures ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequada. A Companhia avalia constantemente as alternativas de financiamento de suas operações.

Em 2018, além da utilização do BNDES e Bancos Repassadores, a Companhia captou recursos por meio da emissão de debêntures, devido a condições favoráveis de mercado. Em 2019, a Companhia utilizou como principais fontes de financiamento recursos oriundos de emissão de debêntures, recursos do BNDES e empréstimos em moeda estrangeira, cuja variação cambial está protegida por operações de *swap*. Em 2020, a Companhia utilizou como principais fontes de financiamento recursos do BNDES e empréstimos em moeda estrangeira, cuja variação cambial está protegida por operações de *swap*, recursos oriundos de emissão de debêntures e de ações preferenciais resgatáveis.

***e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez***

Em que pese os Diretores não prevejam qualquer situação de deficiência de liquidez, a Companhia possui linhas de crédito previstas (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) perante instituições financeiras de primeira linha.

Em caso de necessidade de financiamento para capital de giro, a Companhia pretende utilizar linhas de crédito disponíveis no mercado junto a instituições financeiras de primeira linha. Para fins de financiamento de ativos não circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto ao BNDES ou por meio de Bancos Repassadores.

Além disso, em razão do elevado *rating* atribuído pela agência de classificação de risco Fitch Ratings, a Companhia tem acesso tempestivo ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

*f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:*

As principais informações sobre as dívidas contratadas com Instituições Financeiras estão descritas a seguir:

*(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes*

**Condições das principais dívidas contratadas**

		Condições de pagamento		Valores em R\$ milhões		
Empresas / Bancos	Juros	Venc.	Principal e juros	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Controladora:						
Moeda nacional:						
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. <sup>(a)</sup>	07.2020	Mensais	-	44	119
Nordic Investment Bank (NIB)	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	60	87	112
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. <sup>(a)</sup>	10.2023	Mensais	47	64	80
Repasse BNDES (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	3	5	6
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	524	414	392
Scotiabank II	3,798% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R\$ 5,2850	04.2021	Principal: 04.2021 Juros: Semestrais	523	411	387
HSBC	7,3706% a.a. com swap para 3,3977% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	540	514	-
Scotiabank III	3,3600% a.a. com swap para 3,3888% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	541	414	-
BNP Paribas II	3,9515% a.a. com swap para 3,3970% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	270	207	-
Scotiabank I	3,3710% a.a. com swap para IPCA + 5,2% a.a.	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	1.095	831	768
BNP Paribas IV	2,7300% a.a. com swap para CDI + 1,33% a.a.	04.2023	Principal: 04.2023 Juros: Semestrais	533	-	-
BNP Paribas III	2,5400% a.a. com swap para CDI + 1,70% a.a.	03.2024	Principal: 03.2024 Juros: Semestrais	681	-	-
MUFG V	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	10.2025	Principal: 50% em 10.2024 e 50% em 10.2025 Juros: Semestrais	467	-	-
HSBC VI	ambos com swap para CDI + 1,32% a.a. 8,459% a.a. com swap para 103% do CDI	10.2020	Principal: 10.2020 Juros: Semestrais	-	342	341
MUFG IV	3,712% a.a. com swap para 101% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais	-	407	390
BNP Paribas I	3,684% a.a. com swap para 102% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais	-	406	388

		Condições de pagamento		Valores em R\$ milhões		
Empresas / Bancos	Juros	Venc.	Principal e juros	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Controladas:						
Moeda nacional:						
Companhia Energética Estreito						
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. <sup>(a)</sup>	09.2029	Mensais	-	540	593
Repasse BNDES (Bancos) <sup>(b)</sup>	TJLP + 2,95% a.a. <sup>(a)</sup>	09.2029	Mensais	-	367	403
Ibitiúva						
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	-	-	5
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. <sup>(a)</sup>	01.2021	Mensais	-	-	8
Ferrari						
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. <sup>(a)</sup>	06.2021	Mensais	-	7	11
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. <sup>(a)</sup>	07.2032	Mensais	54	59	38
Repasse BNDES (Bancos) <sup>(b)</sup>	TJLP + 3,40% a.a. <sup>(a)</sup>	06.2021	Mensais	-	3	5
Conjunto Eólico Trairí <sup>(c)</sup>						
BNDES – Crédito Social	TJLP	07.2029	Mensais	1	1	1
BNDES	TJLP + 2,51% a.a. <sup>(a)</sup>	07.2029	Mensais	206	229	252
BNDES	TJLP + 2,18% a.a. <sup>(a)</sup>	05.2033	Mensais	284	284	305
Assú V						
Banco do Nordeste do Brasil	IPCA + 1,7624% a.a.	07.2038	Principal: Mensais a partir de 08.2023 Juros: Trimestrais até 07.2023 e posteriormente mensais	87	85	84
Conjunto Eólico Campo Largo						
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. <sup>(a)</sup>	06.2035	Mensais	455	486	390
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. <sup>(a)</sup>	06.2035	Mensais	529	566	488
Pampa Sul						
BNDES	TJLP + 3,09% a.a. <sup>(a)</sup>	01.2036	Mensais	814	794	628
Conjunto Eólico Umburanas						
BNDES	IPCA + 3,91% a.a.	12.2038	Mensais	1.216	1.231	-
Gralha Azul						
BNDES	IPCA + 3,83% a.a.	03.2044	Mensais, a partir de outubro de 2023	611	-	-
Conjunto Eólico Campo Largo II						
BNDES	IPCA + 4,23% a.a.	12.2039	Mensais, a partir de setembro de 2021	884	-	-
Novo Estado						
BNDES	IPCA + 4,67% a.a.	05.2044	Mensais, a partir de novembro de 2022	776	-	-

<sup>(a)</sup> O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

<sup>(b)</sup> Os bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

<sup>(c)</sup> Financiamento do Conjunto Eólico Trairí, composto pelas seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I, Santa Mônica, Cacimbas, Estrela e Ouro Verde.

### **Informações adicionais sobre os contratos de empréstimos e financiamentos de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas**

Os saldos em 31.12.2020, 31.12.2019 e 31.12.2018 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentada.



A contratação do financiamento “BNDES Modernização” teve como objetivo a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo e o empréstimo contratado junto ao Nordic Investment Bank teve como finalidade o aumento do capital de giro da empresa. O financiamento do BNDES da Usina Hidrelétrica São Salvador e o Repasse do BNDES contratado por meio de seus Bancos Repassadores – Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim foram utilizados para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador.

Os financiamentos contratados pelas controladas consolidadas na Companhia são na modalidade *Project Finance*. Para tal, foram constituídas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) para a implantação dos respectivos projetos.

#### **- Empréstimos tomados em moeda estrangeira**

A Companhia contratou, nos anos de 2020, 2019 e 2018, empréstimos em moeda estrangeira com os bancos HSBC, MUFG (antigamente denominado Bank of Tokyo), Scotiabank e BNP Paribas.

Os recursos foram captados, principalmente, com a finalidade de viabilizar a construção e a modernização do parque gerador da Companhia e de gerenciar o fluxo de caixa para a continuidade da implementação de seu plano de negócios.

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.

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.

O vencimento do principal e a amortização dos juros dos empréstimos e dos *hedges* ocorrerão exatamente nas mesmas datas. É válido destacar que a Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* e NDF contratados foram as seguintes:

Bancos	Valor		Empréstimo e posição ativa do <i>swap</i> e NDF	Posição passiva do <i>swap</i> e NDF	Vencimento
	US\$ milhões	R\$ milhões			
MUFG III	100	518	3,998%	Dólar pré-fixado de R\$ 5,1775	04.2021
Scotiabank II	100	518	3,798%	Dólar pré-fixado de R\$ 5,2850	04.2021
HSBC	135	534	7,371%	3,3977% a.a.	05.2022
Scotiabank III	100	396	3,360%	3,3888% a.a.	05.2022
BNP Paribas II	50	198	3,952%	3,3970% a.a.	05.2022
Scotiabank I	200	650	3,371%	IPCA + 5,2%	11.2022
BNP Paribas IV	100	518	2,730%	CDI + 1,33% a.a.	04.2023
BNP Paribas III	125	632	2,540%	CDI + 1,70% a.a.	03.2024
MUFG V	95	500	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	CDI + 1,32% a.a.	10.2025
HSBC VI	100	325	8,459%	103,0% do CDI	10.2020
MUFG IV	100	341	3,712%	101,0% do CDI	04.2020
BNP Paribas I	100	339	3,684%	102,0% do CDI	04.2020
	1.305	5.469			

### Garantias dos empréstimos e financiamentos

A Companhia mantém garantia para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos. Para os demais empréstimos não há garantias concedidas pela Companhia.

#### - BNDES – Financiamento de empreendimento termelétrico

As garantias dos projetos termelétricos são estas: (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) 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.

#### - BNDES – financiamento oriundo da Usina Hidrelétrica São Salvador, incorporado pela Companhia

Devido à incorporação, as garantias do respectivo financiamento foram substituídas por fiança bancária.

#### - BNDES – Biomassa e Eólicos

As garantias dos projetos de biomassa e eólicos são estas: (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).

**- BNDES - Financiamento de empreendimento de transmissão**

As garantias dos projetos de transmissão são estas: (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 Companhia ou fiança bancária.

**- Banco do Nordeste do Brasil (BNB) - Financiamento de empreendimento solar fotovoltaico**

As garantias do projeto solar são estas: (a) fiança bancária; e (b) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento.

**- Nordic Investment Bank (NIB) – Financiamento de Projetos Eólicos**

A Companhia tem contratado uma garantia em dólar, no montante equivalente a R\$ 59 milhões, 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.



*(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras*

*(a) Debêntures*

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia e pelas controladas Jaguará, Miranda e Pampa Sul. Em 31.12.2020, 31.12.2019 e 31.12.2018, a Companhia possuía vigentes estas emissões:

				Condições de Pagamento		Valores em R\$ milhões		
	Quantidade	Remuneração	Garantia	Juros / Variação Monetária	Principal	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Controladora:								
5ª Emissão - Série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Sem garantia	Anualmente em dezembro	3 parcelas anuais a partir de 12.2022	225	216	207
6ª Emissão - Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2021	295	282	271
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2024	422	403	387
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	568	542	519
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	255	243	233
8ª Emissão - Série única	2.500.000	102,1% do CDI	Sem garantia	11.2020	11.2020	-	977	-
9ª Emissão - Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Sem garantia	Anualmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	634	584	-
9ª Emissão - Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Sem garantia	Anualmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	595	547	-
9ª Emissão - Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Sem garantia	Semestralmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	416	384	-
9ª Emissão - Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Sem garantia	Semestralmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	116	107	-
Controladas:								
Jaguara								
1ª Emissão - Série 1	483.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com <i>swap</i> para IPCA + 4,47% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	264	371	481
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	673	657	631
Miranda								
1ª Emissão - Série 1	299.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com <i>swap</i> para IPCA + 4,47% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	164	230	297
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	413	400	384
Pampa Sul								
2ª Emissão - Série 1	150.000	IPCA + 4,50% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 10.2021	14 parcelas semestrais a partir de 10.2021	142	-	-
2ª Emissão - Série 2	432.000	IPCA + 5,75% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 10.2021	17 parcelas semestrais a partir de 10.2028	380	-	-

## **Informações adicionais sobre as debêntures**

### **- Quinta emissão de debêntures - Série única**

Em dezembro de 2014, a Companhia emitiu 165.000 debêntures simples, não conversíveis em ações da emissora, de série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R\$ 1 mil, perfazendo na data de emissão, o montante total de R\$ 165 milhões. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração é anual, tendo ocorrido o primeiro em 15.12.2015. O principal será amortizado em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.12.2022, 15.12.2023 e 15.12.2024. A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 23.12.2014 e os recursos obtidos destinaram-se à modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo.

### **- Sexta emissão de debêntures – Séries 1 e 2**

Em julho de 2016, a Companhia emitiu 600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, de espécie quirografária, com valor nominal de R\$ 1 mil, perfazendo o montante total de R\$ 600 milhões, totalizando R\$ 586 milhões, líquido dos custos de captação. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,2621% a.a. e 6,2515% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. Os pagamentos ocorrerão em 3 parcelas anuais, sendo que o primeiro será a partir de julho de 2021 e julho de 2024 para as Séries 1 e 2, respectivamente. Os recursos obtidos destinaram-se à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul.

### **- Sétima emissão de debêntures – Séries 1 e 2**

Em julho de 2018, a Companhia emitiu 746.610 debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, de espécie quirografária, nos termos da Instrução CVM nº 400/2003, com valor nominal de R\$ 1 mil, perfazendo o montante total de R\$ 747 milhões (R\$ 728 milhões, líquidos dos custos de captação). Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 5,6579% a.a. e 5,9033% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento da remuneração ocorre anualmente e a amortização do principal da Série 1 ocorrerá em 2 parcelas anuais, nas datas de 15.07.2024 e 15.07.2025 e da Série 2 em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.07.2026, 15.07.2027 e 15.07.2028. A liquidação da oferta ocorreu em 25.07.2018 e os recursos obtidos destinaram-se a implementação do Conjunto Eólico Campo Largo e ao refinanciamento de parte das notas promissórias de Jaguará e Miranda.

### **- Oitava emissão de debêntures – Série única**

Em maio de 2019, ocorreu a emissão de 2.500.000 debêntures simples (8ª emissão), não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, com valor nominal unitário de R\$ 1 mil, perfazendo o montante total de R\$ 2.500 milhões (R\$ 2.487 milhões, líquidos dos custos de captação). A liquidação financeira se deu em 21.05.2019. Em 09.08.2019 houve o pagamento antecipado de parte destas debêntures, no montante de R\$ 1.571 milhões, sendo R\$ 1.535 milhões referente ao valor de principal. Os recursos obtidos destinaram-se à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.

#### **- Nona emissão de debêntures – Séries 1, 2, 3 e 4**

Em 15.07.2019, ocorreu a emissão de 1.600.000 debêntures simples (9ª emissão), não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública da Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 400, de 29.12.2003, com valor nominal unitário de R\$ 1 mil, perfazendo o montante total de R\$ 1.600 milhões (R\$ 1.578 milhões, líquidos dos custos de captação). A liquidação financeira se deu em 07.08.2019 e os recursos obtidos destinaram-se à implementação dos projetos UFV Assú V, Umburanas, UHE Jaguará e UHE Miranda”.

#### **- Primeira emissão debêntures – Séries 1 e 2 – Jaguará e Miranda**

Em junho de 2018, as controladas diretas Jaguará e Miranda emitiram 1.117.000 e 685.000 debêntures, respectivamente, em duas séries, com esforços restritos, com valor nominal de R\$ 1 mil, perfazendo o montante total de R\$ 1.117 milhões e de R\$ 685 milhões, respectivamente. Estas debêntures são remuneradas a 107% da taxa CDI e IPCA + 6,4962% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente. O pagamento da remuneração ocorre semestralmente a partir de 12.2018. A amortização do principal relativa à Série 1 se realizará em 9 parcelas semestrais a partir de 06.2019 e à Série 2 em 15 parcelas semestrais a partir de 06.2020. Os recursos obtidos destinaram-se ao pagamento antecipado de parte do montante captado por meio de notas promissórias.

Para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros do principal e juros das debêntures contra a variação da taxa DI, em 19.12.2018 foram contratadas operações de *swap* com o Banco Itaú BBA à taxa de IPCA + 4,47% a.a.

Em função das características do referido instrumento financeiro, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para o seu registro contábil. Dessa forma, tanto as debêntures objeto do *hedge* quanto o instrumento de *hedge (swap)* são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo a Companhia dos efeitos financeiros da variação do CDI sobre as debêntures.

#### **- Segunda emissão debêntures – Séries 1 e 2 – Pampa Sul**

Em novembro de 2020, a controlada direta Pampa Sul emitiu 582.000 debêntures não conversíveis em ações, em duas séries, nos termos da Instrução CVM nº 400/2003, com valor nominal de R\$ 1 mil, perfazendo o montante total de R\$ 582 milhões (R\$ 511, líquidos dos custos de captação). Estas debêntures são remuneradas a IPCA + 4,50% a.a. e IPCA + 5,75% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente. O pagamento da remuneração ocorrerá semestralmente a partir de 10.2021. A amortização do principal relativa a Série 1 se realizará em 14 parcelas semestrais a partir de 10.2021 e a Série 2 em 17 parcelas semestrais a partir de 10.2028. As debêntures foram emitidas com o objetivo de otimizar a estrutura de capital de Pampa Sul.

#### **(b) 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 Novo Estado Participações (“NEP”), todas escriturais, sem valor nominal, sem direito a voto, com prioridade no recebimento de dividendos fixos, no montante total de R\$ 500 milhões (R\$ 477 milhões, 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

Para efeitos societários na controlada indireta NEP, o valor total da emissão foi alocado parte como capital social integralizado, no montante de R\$ 250 milhões, e parte como reserva de capital, no montante de R\$ 250 milhões. 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.

*(iii) grau de subordinação entre as dívidas*

O grau de subordinação das dívidas está demonstrado a seguir: (i) financiamentos com garantia real; (ii) empréstimos com garantia quirografária e (iii) títulos de dívida com garantia quirografária.

São consideradas dívidas com garantia real todas as dívidas garantidas por garantia real, assim entendidas a fiança bancária, o penhor, dentre outras garantias reais.

São consideradas dívidas quirografárias todas as dívidas que não possuem garantia ou que possuem garantia fidejussória, assim entendidas a garantia de aval e a fiança, dentre outras garantias fidejussórias.

Adicionalmente, em caso de uma eventual situação de recuperação judicial, a Companhia adotará os preceitos da Lei nº 11.101/05, e suas alterações posteriores, para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.



(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se a Companhia vem cumprindo essas restrições

#### a) Empréstimos e financiamentos

A Companhia está sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants*) – índices e limites financeiros – estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	Covenants
<b>Controladora:</b> Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida total/Ebitda $\leq 4,5$ Consolidado: Dívida total/Ebitda $\leq 4,5$ Controladora e Consolidado: Ebitda /despesas financeiras $\geq 2,0$
HSBC France, Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	Consolidado: Ebitda /despesas financeiras $\geq 2,0$ Consolidado: Dívida bruta /Ebitda $\leq 4,5$
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interviente)	Dívida líquida /Ebitda $\leq 3,5$
<b>Controladas:</b> BNDES, Repasse BNDES (Bancos) e BNB	Índice de cobertura do serviço da dívida <sup>1</sup> $\geq 1,1$ ou $\geq 1,2$ ou $\geq 1,3$ , dependendo da controlada

Os financiamentos contratados junto ao BNDES são formalizados mediante a celebração de contratos de financiamento por meio da abertura de linha de crédito e estão sujeitos às disposições aplicáveis aos contratos do BNDES.

Nos termos dessas disposições, adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela anteriormente apresentada, os tomadores de empréstimo não podem, sem a prévia autorização do BNDES: (i) conceder preferência a outros créditos; (ii) realizar amortização de ações; (iii) emitir debêntures; (iv) emitir partes beneficiárias; (v) assumir novas dívidas, observadas as ressalvas expressamente previstas nas disposições aplicáveis aos contratos do BNDES; (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vii) distribuir dividendos superiores ao mínimo obrigatório, em algumas controladas.

Adicionalmente, o BNDES poderá decretar o vencimento antecipado do contrato, e exigir imediatamente a dívida, nas hipóteses de inadimplemento das obrigações assumidas perante o mesmo pela empresa beneficiária do crédito, suas subsidiárias, intervenientes, ou entidade integrante do Grupo Econômico ao qual a empresa pertença. Outra hipótese de vencimento antecipado é quando ocorre modificações do controle efetivo, direto ou indireto da empresa beneficiária do crédito sem a autorização prévia do banco. Além destes, outros eventos que afetem a capacidade de operação do projeto, ou que afetem as garantias cedidas ao banco, habitualmente são também hipóteses de vencimento antecipado.

Ainda, itens mais abrangentes como sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos que importem em trabalho infantil, trabalho escravo ou crime contra o meio ambiente também são situações que implicam em vencimento antecipado destes tipos de instrumentos financeiros.

<sup>1</sup> 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.

## b) Debêntures

	Dívida	Covenants
Controladora	5ª, 6ª, 7ª e 9ª emissões	(i) Consolidado: Ebitda/despesas financeiras $\geq 2,0$ (ii) Consolidado: Dívida bruta/Ebitda $\leq 4,5$
Jaguara e Miranda	1ª emissão	Índice de cobertura do serviço da dívida $\geq 1,10$
Pampa Sul	2ª emissão	Índice de cobertura do serviço da dívida $\geq 1,10^2$

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia não pode incorrer nas condicionantes descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado, estando elencados os itens de maior restrição nas emissões de debêntures ativas na Companhia: (i) inadimplemento por prazo superior a 2 dias úteis de obrigações pecuniárias previstas na escritura de emissão das debêntures; (ii) descumprimento de obrigação não pecuniária por prazo superior a 10 dias úteis, ou na hipótese de notificação remetida pelo Agente Fiduciário, após 5 dias úteis da referida comunicação, conforme previsto na escritura de emissão das debêntures; (iii) não pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias que, individual ou em conjunto, sejam iguais ou superiores a R\$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R\$ 120 milhões para a 7ª, e 9ª emissões e R\$ 50 milhões para as controladas; (iv) vencimento antecipado de qualquer dívida cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R\$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R\$ 120 milhões para a 7ª, 8ª e 9ª emissões e R\$ 50 milhões para as controladas; (v) protesto de títulos de responsabilidade da Companhia ou qualquer de suas controladas cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R\$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R\$ 120 milhões para a 7ª, e 9ª emissões e R\$ 50 milhões para as controladas, não sanado em 5 dias úteis do recebimento da notificação de protesto; (vi) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária das controladas da Companhia e da própria Companhia, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) forem, também, controladas, direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico no qual a Companhia está inserida e seus ativos sejam mantidos no grupo econômico da Companhia e cumulativamente não acarrete em redução da classificação de risco da Companhia abaixo de AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's Fitch, ou nota equivalente pela Moodys; (vii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência ou qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência da Companhia ou de suas controladas; (viii) requerimento ou decretação de falência da Companhia ou de suas controladas, exceto se tal requerimento for contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (ix) cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização societária da Companhia, exceto se: (ix.i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ix.ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (ix.iii) a sociedade sucessora for controlada, direta ou indiretamente, por empresa do mesmo grupo econômico da Companhia e seus ativos sejam mantidos no grupo econômico da Companhia e cumulativamente não acarrete em redução da classificação de risco da Companhia abaixo de AA (duplo A), em escala local, pela Standard & Poor's Fitch, ou nota equivalente pela Moodys; (x) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia, exceto se tal alteração não acarretar em redução da

<sup>2</sup> 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.

classificação de risco da Companhia; (xi) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; (xii) intervenção ou perda da concessão/autorização que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia para as emissões da Companhia e perda do Contrato de Concessão, exceto se, dentro do prazo de 15 (quinze) Dias Úteis a contar da data de ciência de qualquer desses eventos, a Emissora comprove que houve decisão favorável à reversão do cancelamento, suspensão, revogação, encampação, caducidade ou extinção ou obteve medida liminar garantindo a continuidade da prestação dos serviços e desde que referida liminar não seja cassada para as controladas; (xiii) transformação do tipo societário da Companhia; (xiv) redução do capital social da Companhia, exceto se aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas; (xv) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei das Sociedades por Ações, caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures; (xvi) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros dos direitos e das obrigações assumidas com a emissão das debêntures, sem que haja a prévia autorização dos debenturistas; (xvii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias para o exercício das atividades da Companhia que implique na interrupção ou suspensão de 25% da capacidade de geração da Companhia e cause um efeito significativo na capacidade da Companhia cumprir com as obrigações advindas da Escritura de emissão das debêntures; (xviii) não cumprimento de qualquer decisão judicial, administrativa ou sentença judicial, transitada em julgado e que não caiba recurso ou sentença arbitral não sujeita a recurso, em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 100 milhões para a 5ª e 6ª emissões, R\$ 120 milhões para a 7ª, 8ª e 9ª emissões e R\$ 50 milhões para as controladas; (xix) não manutenção de classificação de risco corporativo igual ou superior a AA, em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; e (xx) não utilização dos recursos provenientes da emissão das debêntures conforme descrito na Escritura de emissão da mesma.

Os *covenants* financeiros e restrições estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

#### *g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados*

Em abril de 2020, as controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Campo Largo II, contrataram financiamento com o BNDES, no valor de R\$ 1.243 milhões. Até 31.12.2020, foi liberado o montante de R\$ 862 milhões – 69,3% (R\$ 856 líquidos dos custos de captação). Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do Conjunto Eólico Campo Largo II. A expectativa de realização é para o 1º semestre de 2021.

Em março e junho de 2020, as controladas indiretas Gralha Azul e Novo Estado, contrataram financiamentos com o BNDES, nos valores de R\$ 1.481 milhões e R\$ 1.710 milhões, respectivamente. Até 31.12.2020, foram liberados os montantes de R\$ 602 milhões (R\$ 583 líquidos dos custos de captação) – 40,6% – e R\$ 755 milhões (R\$ 742 líquidos dos custos de captação) – 44,2%, respectivamente. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das linhas de transmissão. A expectativa de realização é até dezembro de 2021.

Em agosto de 2020, a controlada indireta Novo Estado, contratou financiamento com o Banco da Amazônia S.A. (BASA), no valor de R\$ 800 milhões, em substituição a parcela (no mesmo valor) do crédito contratado junto ao BNDES. A Novo Estado 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. A expectativa de realização é até dezembro de 2021.

#### *h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras*

##### **h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019 preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:**

Valores em R\$ milhões	2020	% da receita	2019	% da receita	2020 versus 2019 (%)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>12.259</b>	<b>100,0</b>	<b>9.804</b>	<b>100,0</b>	<b>25,0</b>
<b>Custos operacionais</b>					
Compras de energia	(2.583)	(21,1)	(2.666)	(27,2)	(3,1)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(311)	(2,5)	(428)	(4,4)	(27,3)
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(560)	(4,6)	(514)	(5,2)	8,9
Outros custos operacionais	(4.280)	(34,9)	(2.016)	(20,6)	112,3
Repactuação do risco hidrológico	968	7,9	-	-	-
Custo dos serviços prestados	(30)	(0,2)	(29)	(0,3)	3,4
	<b>(6.796)</b>	<b>(55,4)</b>	<b>(5.653)</b>	<b>(57,6)</b>	<b>20,2</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>5.463</b>	<b>44,6</b>	<b>4.151</b>	<b>42,4</b>	<b>31,6</b>
<b>Receitas (despesas) operacionais</b>					
Despesas com vendas	(25)	(0,2)	(27)	(0,3)	(7,4)
Despesas gerais e administrativas	(252)	(2,1)	(226)	(2,3)	11,5
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(99)	(0,8)	(5)	(0,1)	1.880,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(5)	-	320	3,3	(101,6)
	<b>(381)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>62</b>	<b>0,6</b>	<b>(714,5)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E DOS TRIBUTOS</b>	<b>5.082</b>	<b>41,5</b>	<b>4.213</b>	<b>43,0</b>	<b>20,6</b>
<b>Resultado financeiro</b>					
Receitas financeiras	255	2,1	147	1,5	73,5
Despesas financeiras	(2.137)	(17,4)	(1.353)	(13,8)	57,9
	<b>(1.882)</b>	<b>(15,3)</b>	<b>(1.206)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>56,1</b>
<b>Resultado de Participações Societárias</b>					
Equivalência patrimonial	487	4,0	81	0,8	501,2
<b>LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO</b>	<b>3.687</b>	<b>30,2</b>	<b>3.088</b>	<b>31,5</b>	<b>19,4</b>
Imposto de renda e contribuição social	(890)	(7,3)	(777)	(7,9)	14,5
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>2.797</b>	<b>22,9</b>	<b>2.311</b>	<b>23,6</b>	<b>21,0</b>
<b>LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS</b>	<b>3,43</b>		<b>2,83</b>		



### **Receita operacional líquida**

Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R\$ 9.804 milhões em 2019 para R\$ 12.259 milhões em 2020, ou seja, elevação de R\$ 2.455 milhões (25,0%). Essa variação decorre dos seguintes efeitos: (i) R\$ 2.386 milhões de aumento relacionado ao segmento de transmissão, em grande parte consequência dos avanços nas execuções das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (ii) R\$ 111 milhões de acréscimo no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (ii.i) R\$ 127 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.ii) R\$ 84 milhões não recorrentes, oriundos de recuperação de tributos; (ii.iii) R\$ 31 milhões decorrentes de exportação de energia realizada no terceiro trimestre de 2020; e (ii.iv) R\$ 29 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 (ii.v) decréscimo de R\$ 164 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE; (iii) redução de R\$ 25 milhões no segmento de *trading* de energia, 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; e (iv) decréscimo de R\$ 17 milhões na venda e instalação de painéis solares em razão da retração desse mercado, principalmente, devido a pandemia da Covid-19.

### **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.

#### **- 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.

## Custos operacionais

Em 2020, os custos operacionais atingiram R\$ 6.796 milhões, superando em R\$ 1.143 milhões (20,2%) os custos de 2019, de R\$ 5.653 milhões. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 2.123 milhões de custos no segmento de transmissão; (ii) decréscimo de R\$ 966 milhões no segmento de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) redução de R\$ 14 milhões de custos de venda e instalação de painéis solares.

Da variação observada no item (ii), destaca-se a recuperação de custos passados de energia, no montante de R\$ 968 milhões, motivada pela repactuação do risco hidrológico, de que trata a Lei nº 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel nº 895/2020.

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

Custos por Segmento em 31 de dezembro de 2020					
Valores em R\$ milhões	Geração	Trading	Transmissão	Painéis solares	Consolidado
Compras de energia	1.479	1.068	-	-	2.547
Custos de construção	-	-	2.274	-	2.274
Depreciação e amortização	894	-	-	-	894
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	560	-	-	-	560
Materiais e serviços de terceiros	339	-	-	18	358
Transações no mercado de curto prazo	304	7	-	-	311
Pessoal	274	-	-	8	281
Combustíveis para geração	204	-	-	-	204
Seguros	89	-	-	-	89
Royalties	85	-	-	-	85
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	55	55
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	36	-	-	36
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	69	-	-	1	70
<b>Custos operacionais</b>	<b>3.329</b>	<b>1.111</b>	<b>2.274</b>	<b>82</b>	<b>6.796</b>

Custos por Segmento em 31 de dezembro de 2019					
Valores em R\$ milhões	Geração	Trading	Transmissão	Painéis solares	Consolidado
Compras de energia	1.562	1.090	-	-	2.652
Custos de construção	-	-	151	-	151
Depreciação e amortização	844	-	-	-	844
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	514	-	-	-	514
Materiais e serviços de terceiros	278	-	-	16	293
Transações no mercado de curto prazo	421	7	-	-	428
Pessoal	255	-	-	10	265
Combustíveis para geração	173	-	-	-	173
Seguros	66	-	-	-	66
Royalties	132	-	-	-	132
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	71	71
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	14	-	-	14
Outros custos operacionais, líquidos	51	-	-	(1)	50
<b>Custos operacionais</b>	<b>4.296</b>	<b>1.111</b>	<b>151</b>	<b>96</b>	<b>5.653</b>

Valores em R\$ milhões	Custos por Segmento - 2020 versus 2019				
	Geração	Trading	Transmissão	Painéis solares	Consolidado
Compras de energia	(83)	(22)	-	-	(105)
Custos de construção	-	-	2.123	-	2.123
Depreciação e amortização	50	-	-	-	50
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	46	-	-	-	46
Materiais e serviços de terceiros	61	-	-	2	65
Transações no mercado de curto prazo	(117)	-	-	-	(117)
Pessoal	19	-	-	(2)	16
Combustíveis para geração	31	-	-	-	31
Seguros	23	-	-	-	23
Royalties	(47)	-	-	-	(47)
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	(16)	(16)
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	22	-	-	22
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	18	-	-	2	20
<b>Custos operacionais</b>	<b>(967)</b>	<b>-</b>	<b>2.123</b>	<b>(14)</b>	<b>1.143</b>

### Geração e venda de energia do portfólio

- **Compras de energia:** redução de R\$ 83 milhões nessas operações, substancialmente motivada pelos seguintes eventos: (i) R\$ 119 milhões — decréscimo de 7,6% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R\$ 36 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:** aumento de R\$ 50 milhões, dos quais R\$ 66 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 da rede elétrica e de conexão:** elevação de R\$ 46 milhões, 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.

- **Material e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 61 milhões na comparação anual, resultante, substancialmente, de aumentos nos contratos de operação e manutenção do parque gerador (R\$ 12 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 milhões. Por fim, houve acréscimo nos custos com materiais de reposição e consumo, principalmente relacionados às atividades de prevenção à Covid-19 (R\$ 6 milhões em 2020).

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** Na comparação anual, os custos foram inferiores em R\$ 117 milhões. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- **Pessoal:** elevação de R\$ 19 milhões na comparação entre 2020 e 2019, resultantes, 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:** houve acréscimo de R\$ 31 milhões entre 2019 e 2020, motivado, substancialmente, pelo aumento no consumo de carvão próprio, no montante de R\$ 75 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:** acréscimo de R\$ 23 milhões, 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 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 redução de R\$ 47 milhões, 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 nº 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel nº 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\$ 968 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 milhões motivado, principalmente, pela desaceleração das atividades comerciais, em decorrência da pandemia da Covid-19.



## **Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia**

O lucro operacional bruto do segmento de transmissão de energia apresentou aumento de R\$ 263 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 milhões.

## **Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia**

Em bases anuais, o resultado bruto apresentou redução de R\$ 25 milhões, passando de prejuízo de R\$ 3 milhões em 2019 para prejuízo de R\$ 28 milhões em 2020, decorrente, substancialmente, do efeito negativo da marcação a mercado, de R\$ 45 milhões. Esse efeito foi parcialmente atenuado por: (i) R\$ 11 milhões de efeito positivo nas transações realizadas; e (ii) R\$ 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.

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.

Em 2020, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R\$ 241 milhões, decréscimo de R\$ 37 milhões em relação ao resultado também positivo de R\$ 278 milhões do ano de 2019, sendo R\$ 46 milhões de redução no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um aumento de R\$ 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 abaixo apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

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

#### **Receitas (despesas) operacionais**

- **Despesas com vendas, gerais e administrativas:** as despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R\$ 24 milhões entre 2019 e 2020, saindo de R\$ 253 milhões em 2019 para R\$ 277 milhões em 2020. A elevação foi motivada pela combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R\$ 25 milhões oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente impactado pelos seguintes efeitos: (i.i) R\$ 29 milhões nas despesas com pessoal; e (i.ii) R\$ 9 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 milhões em provisão para contingências cíveis, em 2019.

- **Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas:** as outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, apresentaram efeito negativo de R\$ 325 milhões entre 2019 e 2020, sendo que em 2020 a Companhia reconheceu outras despesas operacionais, líquidas, no montante de R\$ 5 milhões, enquanto em 2019 houve reconhecimento de outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R\$ 320 milhões. Essa variação foi motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no ano de 2019, 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 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 de ativos (*impairment*):** No comparativo anual houve um acréscimo de R\$ 94 milhões em *impairment*, decorrente, substancialmente, dos seguintes efeitos: (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 desta data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

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.

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

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

DRE – em R\$ milhões	2020				2019		
	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
<b>Aliança (32,5%)</b>							
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	-	(326)	-	(106)
Amortização mais valia de ativos	-	-	-	-	(179)	-	(58)
Despesas de desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	-	-	-	-	(138)	-	(45)
Outros	-	-	-	-	(9)	-	(3)
<b>Prejuízo antes do resultado financeiro e impostos</b>	-	-	-	-	(326)	-	(106)
Resultado financeiro	-	-	-	-	(326)	-	(106)
<b>Prejuízo antes dos impostos</b>	-	-	-	-	(652)	-	(212)
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	63	-	20
<b>Prejuízo líquido da Aliança</b>	-	-	-	-	(589)	-	(192)
<b>TAG</b>							
Receita operacional líquida	6.004	3.094	2.910	1.851	5.195	2.916	853
Custos dos serviços prestados	(2.244)	(1.212)	(1.032)	(690)	(1.507)	(1.002)	(293)
<b>Lucro bruto</b>	<b>3.760</b>	<b>1.882</b>	<b>1.878</b>	<b>1.161</b>	<b>3.688</b>	<b>1.914</b>	<b>560</b>
Despesas gerais e administrativas	(140)	(80)	(60)	(43)	(206)	(134)	(39)
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>	<b>3.620</b>	<b>1.802</b>	<b>1.818</b>	<b>1.118</b>	<b>3.482</b>	<b>1.780</b>	<b>521</b>
Resultado financeiro	(1.445)	(715)	(730)	(446)	(598)	(547)	(160)
<b>Lucro antes dos impostos</b>	<b>2.175</b>	<b>1.087</b>	<b>1.088</b>	<b>672</b>	<b>2.884</b>	<b>1.233</b>	<b>361</b>
Imposto de renda e contribuição social	(581)	(129)	(452)	(185)	(773)	(302)	(88)
<b>Lucro líquido da TAG</b>	<b>1.594</b>	<b>958</b>	<b>636</b>	<b>487</b>	<b>2.111</b>	<b>931</b>	<b>273</b>
<b>Impacto na equivalência patrimonial da ENGIE Brasil Energia</b>				<b>487</b>			<b>81</b>

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 2º 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:

Ebitda – em R\$ milhões	2020	2019	
	TAG	Aliança	TAG
	100%	100%	100%
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e impostos	3.620	(325)	3.482
Depreciação e amortização	628	-	665
Amortização da mais-valia	907	179	295
<b>Ebitda</b>	<b>5.155</b>	<b>(146)</b>	<b>4.442</b>

## Balanço patrimonial

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

Balanço Patrimonial TAG	31.12.2020	31.12.2019
<b>ATIVO</b>		
<b>Ativo circulante</b>	<b>2.220</b>	<b>1.833</b>
Caixa e equivalentes de caixa	437	341
Contas a receber de clientes	1.556	1.259
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	19	-
Outros ativos circulantes	208	233
<b>Ativo não circulante</b>	<b>32.305</b>	<b>33.513</b>
Depósitos vinculados	203	-
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	29	-
Outros ativos realizáveis a longo prazo	169	398
Imobilizado	29.185	30.617
Intangível	2.719	2.498
<b>Total</b>	<b>34.525</b>	<b>35.346</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
<b>Passivo circulante</b>	<b>3.874</b>	<b>2.797</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.250	2.342
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	298	427
Outros passivos circulantes	326	28
<b>Passivo não circulante</b>	<b>23.724</b>	<b>22.721</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	21.609	21.251
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	910	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.073	1.362
Outros passivos não circulantes	132	108
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>6.927</b>	<b>9.828</b>
<b>Total</b>	<b>34.525</b>	<b>35.346</b>

## Resultado financeiro

**Receitas financeiras:** No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R\$ 108 milhões, passando de R\$ 147 milhões em 2019 para R\$ 255 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 milhões, referentes à atualização financeira sobre recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial; (ii) acréscimo de R\$ 40 milhões de variação monetária oriundo, principalmente, (ii.i) R\$ 29 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 milhões, motivados pelos impactos decorrentes da variação monetária resultante de recuperação de custo passado de aquisição de carvão; e (iii) redução de R\$ 6 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\$ 1.353 milhões em 2019 para R\$ 2.137 milhões em 2020, ou seja, R\$ 784 milhões, resultado da combinação, principalmente: (i) pelas elevações de R\$ 464 milhões nos juros e correção monetária sobre as concessões a pagar; e (ii) pelo aumento de R\$ 293 milhões nos juros, variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas.

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

Em 2020, essas despesas aumentaram R\$ 113 milhões, passando de R\$ 777 milhões em 2019 para R\$ 890 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 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.

**h2) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018 preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:**

Valores em R\$ milhões	2019	% da receita	2018	% da receita	2019 versus 2018 (%)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>9.804</b>	<b>100</b>	<b>8.795</b>	<b>100</b>	<b>11,5</b>
<b>Custos operacionais</b>					
Compras de energia	(2.666)	(27,2)	(2.325)	(26,4)	14,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(428)	(4,4)	(574)	(6,5)	(25,4)
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(514)	(5,2)	(461)	(5,2)	11,5
Custo de produção de energia elétrica	(2.016)	(20,6)	(1.491)	(17,0)	35,0
Custo dos serviços prestados	(29)	(0,3)	(25)	(0,3)	16,0
	<b>(5.653)</b>	<b>(57,6)</b>	<b>(4.876)</b>	<b>(55,4)</b>	<b>15,9</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>4.151</b>	<b>42,4</b>	<b>3.919</b>	<b>44,6</b>	<b>5,9</b>
<b>Receitas (despesas) operacionais</b>					
Despesas com vendas	(27)	(0,3)	(7)	(0,1)	285,7
Despesas gerais e administrativas	(226)	(2,3)	(201)	(2,3)	12,4
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(5)	(0,1)	(39)	(0,4)	(87,2)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	320	3,3	(4)	(0,1)	(8.100,0)
	<b>62</b>	<b>0,6</b>	<b>(251)</b>	<b>(2,9)</b>	<b>(124,7)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E DOS TRIBUTOS</b>	<b>4.213</b>	<b>43,0</b>	<b>3.668</b>	<b>41,7</b>	<b>14,9</b>
<b>Resultado financeiro</b>					
Receitas financeiras	147	1,5	155	1,8	(5,2)
Despesas financeiras	(1.353)	(13,8)	(854)	(9,8)	58,4
	<b>(1.206)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>(699)</b>	<b>(8,0)</b>	<b>72,5</b>
<b>Resultado de Participações Societárias</b>					
Equivalência patrimonial	81	0,8	(1)	0,0	(8.200,0)
<b>LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO</b>	<b>3.088</b>	<b>31,5</b>	<b>2.968</b>	<b>33,7</b>	<b>4,0</b>
Imposto de renda e contribuição social	(777)	(7,9)	(653)	(7,4)	18,8
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>2.311</b>	<b>23,6</b>	<b>2.315</b>	<b>26,3</b>	<b>(0,2)</b>
<b>LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS</b>	<b>2,83</b>		<b>2,84</b>		

### **Receita operacional líquida**

Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R\$ 8.795 milhões em 2018 para R\$ 9.804 milhões em 2019, ou seja, elevação de R\$ 1.009 milhões. Essa variação decorre dos seguintes efeitos: (i) R\$ 494 milhões de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (ii) R\$ 333 milhões de aumento no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, por (ii.i) acréscimo de R\$ 383 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (ii.ii) R\$ 203 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii.iii) R\$ 43 milhões de aumento na remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda; e (ii.iv) R\$ 5 milhões de acréscimo nas receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguará e Miranda. Esses acréscimos foram parcialmente atenuados por: (ii.v) redução nas transações realizadas no mercado de curto prazo, no montante de R\$ 224 milhões; e (ii.vi) decréscimo de R\$ 74 milhões de receitas relativas à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade; (iii) R\$ 121 milhões de aumento relacionado ao segmento de transmissão; e (iv) R\$ 61 milhões de acréscimo relativo à receita de venda e instalação de painéis solares, a qual passou a ser consolidada em agosto de 2018. As variações observadas nos itens (ii.i), (ii.ii) e (ii.v), foram impactadas pelo acréscimo de R\$ 574,3 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, assim como o efeito da transação não recorrente destacada no item (ii.vi), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziu R\$ 167,7 milhões (2,1%), na comparação entre os anos de 2018 e 2019.

### **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 foi de R\$ 189,45/MWh, 4,5% superior ao praticado em 2018, que foi de R\$ 181,23/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* de energia que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018.

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

#### **- Volume de vendas**

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

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

## Custos operacionais

Em 2019, os custos operacionais atingiram R\$ 5.653 milhões, superando em R\$ 777 milhões os custos de 2018, de R\$ 4.876 milhões. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 531 milhões nos custos de operações de *trading* de energia; (ii) acréscimo de R\$ 106 milhões de custos no segmento de transmissão; (iii) incremento, no ano de 2019, de R\$ 77 milhões em relação ao ano de 2018 nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iv) aumento de R\$ 63 milhões de custos de venda e instalação de painéis apurados pela EGSD, os quais passaram a ser consolidados em agosto de 2018. Da variação observada no item (iii), destaca-se o acréscimo de R\$ 429,7 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziram, em 2019, R\$ 352,6 milhões (8,4%), em relação ao ano de 2018.

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

Valores em R\$ milhões	Custos por Segmento em 31 de dezembro de 2019				
	Geração	Trading	Transmissão	Painéis solares	Consolidado
Compras de energia	1.562	1.090	-	-	2.652
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	14	-	-	14
Transações no mercado de curto prazo	421	7	-	-	428
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	514	-	-	-	514
Combustíveis para geração	173	-	-	-	173
Royalties	131	-	-	-	131
Pessoal	255	-	-	10	265
Materiais e serviços de terceiros	277	-	-	16	293
Depreciação e amortização	844	-	-	-	844
Seguros	66	-	-	-	66
Custos de construção	-	-	152	-	152
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	71	71
Outros custos operacionais, líquidos	51	-	-	(1)	50
<b>Custos operacionais</b>	<b>4.294</b>	<b>1.111</b>	<b>152</b>	<b>96</b>	<b>5.653</b>

Valores em R\$ milhões	Custos por Segmento em 31 de dezembro de 2018				
	Geração	Trading	Transmissão	Painéis solares	Consolidado
Compras de energia	1.747	578	-	-	2.325
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	-	-	-
Transações no mercado de curto prazo	572	2	-	-	574
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	461	-	-	-	461
Combustíveis para geração	152	-	-	-	152
Royalties	123	-	-	-	123
Pessoal	218	-	-	4	222
Materiais e serviços de terceiros	198	-	-	5	203
Depreciação e amortização	650	-	-	-	650
Seguros	40	-	-	-	40
Custos de construção	-	-	45	-	45
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	23	23
Outros custos operacionais, líquidos	56	-	-	2	58
<b>Custos operacionais</b>	<b>4.217</b>	<b>580</b>	<b>45</b>	<b>34</b>	<b>4.876</b>

Valores em R\$ milhões	Custos por Segmento - 2019 versus 2018				
	Geração	Trading	Transmissão	Painéis solares	Consolidado
Compras de energia	(185)	512	-	-	327
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	14	-	-	14
Transações no mercado de curto prazo	(151)	5	-	-	(146)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	53	-	-	-	53
Combustíveis para geração	21	-	-	-	21
Royalties	8	-	-	-	8
Pessoal	37	-	-	6	43
Materiais e serviços de terceiros	79	-	-	11	90
Depreciação e amortização	194	-	-	-	194
Seguros	26	-	-	-	26
Custos de construção	-	-	107	-	107
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	48	48
Outros custos operacionais, líquidos	(5)	-	-	(3)	(8)
<b>Custos operacionais</b>	<b>77</b>	<b>531</b>	<b>107</b>	<b>62</b>	<b>777</b>

### Geração e venda de energia do portfólio

- **Compras de energia:** redução de R\$ 185 milhões nessas operações, substancialmente motivada pelos seguintes eventos: (i) R\$ 281 milhões — decréscimo de 1.678,9 GWh (192 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 96 milhões — acréscimo de 6,5% no preço médio líquido de compras, que foi de R\$ 167,09/MWh em 2018 para R\$ 178,00/MWh em 2019.

O acréscimo observado no preço médio líquido de compra foi motivado, principalmente, pela correção monetária do período. O decréscimo no volume de compras foi motivado, em especial, pela ampliação do parque gerador, com a entrada em operação comercial de Campo Largo e Umburanas — Fase I.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** Na comparação anual, os custos foram inferiores em R\$ 151 milhões.

- **Encargos de uso da rede elétrica e de conexão:** elevação de R\$ 53 milhões, dos quais R\$ 44 milhões são oriundos das entradas em operação comercial de Campo Largo, Umburanas — Fase I e Pampa Sul. Adicionalmente, o efeito do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição também contribuíram ao acréscimo observado.

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** houve acréscimo de R\$ 21 milhões entre 2018 e 2019, motivado, substancialmente, pelo consumo de combustível oriundo da entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul, em junho de 2019, no montante de R\$ 54 milhões e pelos efeitos do reajuste anual do custo com combustíveis de R\$ 24 milhões. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo reconhecimento em 2018 de custo adicional oriundo de acordo judicial com fornecedor de gás natural de R\$ 23 milhões na Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), e pela redução no consumo anual de combustíveis na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, no montante de R\$ 9 milhões. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial da Pampa Sul e do custo adicional da UTWA, o custo com combustíveis apresentaria decréscimo de R\$ 9 milhões.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*):** Na comparação anual, houve aumento de R\$ 8 milhões, refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas em 2019 e o reajuste de 4,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2019.



- **Pessoal:** elevação de R\$ 37 milhões na comparação entre 2019 e 2018, resultantes, substancialmente, das novas contratações e redução dos custos capitalizados com pessoal durante a execução das obras de construção de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – Fase I. Estas usinas promoveram acréscimo de R\$ 21 milhões. Desconsiderando o efeito decorrente de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – Fase I, houve acréscimo de R\$ 16 milhões entre 2019 e 2018. Os principais impactos foram o reajuste anual e novas contratações.

- **Material e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 79 milhões na comparação anual, resultante, substancialmente, do acréscimo de R\$ 57 milhões nos custos de operação e manutenção decorrentes de novos contratos oriundos da entrada em operação de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – Fase I e nos custos de manutenção das usinas Jaguará e Miranda, relacionados à GAG melhorias, de R\$ 14 milhões. Desconsiderando esses efeitos, os custos com material e serviços de terceiros sofreram acréscimo de R\$ 8 milhões, motivado, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes no período.

- **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 194 milhões, dos quais R\$ 158 milhões são em decorrência, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – Fase I e R\$ 36 milhões provenientes, substancialmente, das grandes manutenções realizadas no parque gerador da Companhia a partir do segundo semestre de 2018.

- **Seguros:** acréscimo de R\$ 26 milhões, dos quais R\$ 8 milhões decorreram da inclusão da cobertura de seguro das usinas que entraram em operação comercial – Pampa Sul, Campo Largo e Umburanas – Fase I e R\$ 18 milhões em decorrência de aumento de prêmio na renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2019.

#### *Painéis solares*

O acréscimo foi motivado, principalmente, pelos seguintes efeitos: (i) elevação de R\$ 48 milhões nos custos das vendas e instalação dos painéis solares; (ii) aumento de R\$ 11 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros; e (iii) acréscimo de R\$ 6 milhões nos custos com pessoal. Os aumentos foram motivados, substancialmente, pela aquisição integral da controlada EGSD ter ocorrido em agosto de 2018.

#### **Resultado Operacional do Segmento de Trading de Energia**

O resultado bruto apresentou redução de R\$ 37 milhões, passando de lucro de R\$ 35 milhões em 2018 para prejuízo de R\$ 2 milhões em 2019. Essa variação foi motivada pelos seguintes efeitos negativos: (i) R\$ 34 milhões decorrentes da marcação a mercado; e (ii) R\$ 3 milhões oriundos do resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

#### **Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia**

- **Receita de Transmissão:** O acréscimo observado entre 2018 e 2019 foi de R\$ 121 milhões, dos quais: (i) R\$ 108 milhões correspondem ao incremento na receita de construção; e (ii) R\$ 13 milhões decorrem do acréscimo na remuneração do ativo de contrato.

- **Custos de Construção:** O custo de construção apresentou acréscimo de R\$ 107 milhões, entre os anos comparados, respectivamente, relacionados aos custos da construção da infraestrutura do Sistema de Transmissão Gralha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Os acréscimos foram motivados pelo avanço na execução das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

#### *Detalhamento das operações de curto prazo*

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

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

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

No acumulado de 2019, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R\$ 279 milhões, decréscimo de R\$ 76 milhões em relação ao resultado também positivo de R\$ 355 milhões do ano de 2018, sendo R\$ 73 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R\$ 3 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

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

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

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

### *Receitas (despesas) operacionais*

- **Despesas com vendas, gerais e administrativas** : em bases anuais, as despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R\$ 45 milhões entre 2018 e 2019, saindo de R\$ 208 milhões em 2018 para R\$ 253 milhões em 2019, motivadas pela combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R\$ 39 milhões oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pelos seguintes efeitos: (i.i) aumento de R\$ 18 milhões nas despesas com pessoal; (i.ii) registro de efeito não recorrente originado da recuperação de créditos de PIS e Cofins, em 2018, incidentes sobre a aquisição de determinados materiais e serviços de terceiros, no montante de R\$ 10 milhões; e (i.iii) R\$ 6 milhões de incremento nas despesas com materiais e serviços; (ii) aumento de R\$ 5 milhões oriundos do segmento de venda e instalação de painéis solares; e (iii) R\$ 1 milhão oriundo do segmento de *trading* de energia.

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

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

- **Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas**: Em base anual, as outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, apresentaram efeito positivo de R\$ 324 milhões entre 2018 e 2019, sendo que em 2019 a Companhia reconheceu outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R\$ 320 milhões, enquanto em 2018 houve reconhecimento de outras despesas operacionais, líquidas, no montante de R\$ 4 milhões. Essa variação foi motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no 3º trimestre de 2019, de outras receitas operacionais oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra, no montante de R\$ 321 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.

### **Resultado financeiro**

**Receitas financeiras:** No comparativo entre os anos, as receitas financeiras reduziram R\$ 8 milhões, passando de R\$ 155 milhões em 2018 para R\$ 147 milhões em 2019. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) redução de R\$ 17 milhões nos juros sobre contas a receber, principalmente, sobre valores na CCEE; e (ii) acréscimo de R\$ 10 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do maior volume de recursos investidos, parcialmente atenuado pela queda na taxa de juros.

**Despesas financeiras:** Em base anual, as despesas aumentaram de R\$ 854 milhões em 2018 para R\$ 1.353 milhões em 2019, ou seja, R\$ 499 milhões, resultado da combinação, principalmente, dos mesmos efeitos comentados no item acima, sendo os principais impactos promovidos pelo: (i) aumento de R\$ 380 milhões nos juros e de R\$ 69 milhões na variação monetária e ajuste a valor justo sobre dívidas, e (ii) elevações de R\$ 30 milhões nos juros e R\$ 14 milhões na correção monetária sobre as concessões a pagar.

### **Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás**

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

Em 2019, a Companhia reconheceu resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R\$ 81 milhões, sendo (i) R\$ 273 milhões de resultado positivo oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R\$ 779 milhões relativos ao Ebitda positivo; (i.ii) R\$ 258 milhões de depreciação e amortização, dos quais R\$ 86 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R\$ 160 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R\$ 88 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro; e (ii) R\$ 192 milhões de resultado negativo oriundo da controlada em conjunto Aliança até agosto de 2019 (anteriormente à incorporação), decorrente substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (ii.i) resultado financeiro negativo de R\$ 106 milhões, motivado, principalmente, pelos encargos da dívida; (ii.ii) amortização da mais-valia originada na aquisição do controle compartilhado da TAG, no montante de R\$ 58 milhões; (ii.iii) despesas não recorrentes de R\$ 45 milhões referentes a assessorias financeira, jurídica, tributária, societária, regulatória, entre outras, vinculadas ao desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG; (ii.iv) efeito positivo nas despesas com IR/CSLL no montante de R\$ 20 milhões; e (ii.v) outras despesas gerais e administrativas de R\$ 3 milhões.

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

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

No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R\$ 124 milhões, passando de R\$ 653 milhões em 2018 para R\$ 777 milhões em 2019, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos e das alterações realizadas em 2018 no regime de tributação de empresas controladas e pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2019, quando comparado aos valores creditados em 2018. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2019 foi de 25,2%, superior em 3,2 pontos percentuais à taxa apurada em 2018, de 22,0%.

### h.3) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

Valores em R\$ milhões	ATIVO							
	31.12.2020	%	31.12.2019	%	31.12.2018	%	31.12.2020 versus 31.12.2019 (%)	31.12.2019 versus 31.12.2018 (%)
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	4.539	12,9	3.870	12,8	2.416	10,2	17,3	60,2
Contas a receber de clientes	1.723	4,9	1.451	4,8	1.181	5,0	18,7	22,9
Crédito de imposto de renda e contribuição social	141	0,4	167	0,6	99	0,4	(15,6)	68,7
Dividendos a receber	33	0,1	-	-	-	-	-	-
Estoques	189	0,5	221	0,7	126	0,5	(14,5)	75,4
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	14	-	115	0,4	3	-	(87,8)	3.733,3
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	320	0,9	289	1,0	116	0,5	10,7	149,1
Depósitos vinculados	174	0,5	5	-	9	-	3.380,0	(44,4)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15	-	15	-	15	0,1	-	-
Ativo financeiro de concessão	306	0,9	296	1,0	278	1,2	3,4	6,5
Outros ativos circulantes	274	0,8	312	1,1	300	1,2	(12,2)	4,0
	<b>7.728</b>	<b>21,9</b>	<b>6.741</b>	<b>22,4</b>	<b>4.543</b>	<b>19,1</b>	<b>14,6</b>	<b>48,4</b>
Ativo não circulante mantido para venda	5	-	5	-	14	0,1	-	(64,3)
	<b>7.733</b>	<b>21,9</b>	<b>6.746</b>	<b>22,4</b>	<b>4.557</b>	<b>19,2</b>	<b>14,6</b>	<b>48,0</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>								
<b>Realizável a Longo Prazo</b>								
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	719	2,0	312	1,0	256	1,1	130,4	21,9
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	54	0,2	43	0,1	44	0,2	25,6	(2,3)
Depósitos vinculados	236	0,7	381	1,3	232	1,0	(38,1)	64,2
Depósitos judiciais	83	0,2	103	0,3	98	0,4	(19,4)	5,1
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	101	0,3	115	0,4	131	0,6	(12,2)	(12,2)
Ativo financeiro de concessão	2.499	7,1	2.412	8,0	2.318	9,8	3,6	4,1
Ativo de contrato	2.961	8,4	218	0,7	48	0,2	1.258,3	-
Outros ativos não circulantes	176	0,5	68	0,2	103	0,4	158,8	(34,0)
	<b>6.829</b>	<b>19,4</b>	<b>3.652</b>	<b>12,0</b>	<b>3.230</b>	<b>13,7</b>	<b>87,0</b>	<b>13,1</b>
Investimentos	2.425	6,9	2.949	9,8	-	-	(17,8)	-
Imobilizado	15.538	44,3	15.330	51,0	14.635	61,6	1,4	4,7
Intangível	2.514	7,1	1.297	4,3	1.313	5,5	93,8	(1,2)
Direito de uso de arrendamentos	147	0,4	162	0,5	-	-	(9,3)	-
	<b>27.453</b>	<b>78,1</b>	<b>23.390</b>	<b>77,6</b>	<b>19.178</b>	<b>80,8</b>	<b>17,4</b>	<b>22,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>35.186</b>	<b>100,0</b>	<b>30.136</b>	<b>100,0</b>	<b>23.735</b>	<b>100,0</b>	<b>16,8</b>	<b>27,0</b>



# PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Valores em R\$ milhões							31.12.2020	31.12.2019
	31.12.2020	%	31.12.2019	%	31.12.2018	%	versus 31.12.2019 (%)	versus 31.12.2018 (%)
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	862	2,4	765	2,5	588	2,5	12,7	30,1
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.385	3,9	1.198	4,0	2.137	9,0	15,6	(43,9)
Empréstimos e financiamentos	1.376	3,9	1.638	5,4	455	1,9	(16,0)	260,0
Debêntures	449	1,3	1.204	4,0	210	0,9	(62,7)	473,3
Arrendamentos a pagar	19	0,1	20	0,1	-	-	(5,0)	-
Imposto de renda e contribuição social a pagar	199	0,6	176	0,6	102	0,4	13,1	72,5
Outras obrigações fiscais e regulatórias	114	0,3	105	0,3	104	0,4	8,6	1,0
Obrigações trabalhistas	130	0,4	106	0,4	100	0,4	22,6	6,0
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	322	0,9	258	0,9	98	0,4	24,8	163,3
Concessões a pagar	229	0,7	145	0,5	85	0,4	57,9	70,6
Provisões	15	-	9	-	9	-	66,7	-
Obrigações com benefícios de aposentadoria	43	0,1	43	0,1	35	0,1	-	22,9
Outros passivos circulantes	239	0,7	313	1,0	247	1,0	(23,6)	26,7
	<b>5.382</b>	<b>15,3</b>	<b>5.980</b>	<b>19,8</b>	<b>4.170</b>	<b>17,4</b>	<b>(10,0)</b>	<b>43,4</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>								
Empréstimos e financiamentos	9.826	27,9	7.181	23,8	5.855	24,7	36,8	22,6
Debêntures	5.113	14,5	4.740	15,7	3.200	13,5	7,9	48,1
Ações preferenciais resgatáveis	482	1,4	-	-	-	-	-	-
Arrendamentos a pagar	105	0,3	114	0,4	-	-	-	-
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	36	0,1	21	0,1	19	0,1	-	-
Concessões a pagar	3.783	10,8	3.091	10,3	2.766	11,7	22,4	11,7
Provisões	306	0,9	288	1,0	89	0,4	6,3	223,6
Obrigações com benefícios de aposentadoria	408	1,2	364	1,2	284	1,2	12,1	28,2
Imposto de renda e contribuição social diferido	1.523	4,3	941	3,1	769	3,2	61,8	22,4
Outros passivos não circulantes	481	1,3	417	1,3	263	1,1	15,3	58,6
	<b>22.063</b>	<b>62,7</b>	<b>17.157</b>	<b>56,9</b>	<b>13.245</b>	<b>55,9</b>	<b>28,6</b>	<b>29,5</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>								
Capital social	4.903	13,9	4.903	16,3	4.903	20,7	-	-
Reservas de lucros	3.546	10,1	1.173	3,9	1.029	4,4	202,3	14,0
Aumento de capital e dividendos propostos	-	-	950	3,2	77	0,3	(100,0)	1.133,8
Ajustes de avaliação patrimonial	(710)	(2,0)	(31)	(0,1)	307	1,3	2.190,3	(110,1)
	<b>7.739</b>		<b>6.995</b>		<b>6.316</b>		<b>10,6</b>	<b>10,8</b>
Participação de acionista não controlador	2	-	4	-	4	-	(50,0)	-
	<b>7.741</b>	<b>22,0</b>	<b>6.999</b>	<b>23,3</b>	<b>6.320</b>	<b>26,7</b>	<b>10,6</b>	<b>10,7</b>
<b>TOTAL</b>	<b>35.186</b>	<b>100,0</b>	<b>30.136</b>	<b>100,0</b>	<b>23.735</b>	<b>100,0</b>	<b>16,8</b>	<b>27,0</b>

## Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2020 e 31.12.2019

### Ativo circulante

#### *Caixa e equivalentes de caixa*

O aumento de R\$ 669 milhões resultou, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 4.800 milhões – captação de empréstimos e financiamentos e emissão de debêntures e de ações preferenciais resgatáveis; (ii) R\$ 2.238 milhões – referente ao caixa gerado pelas operações da Companhia; (iii) R\$ 679 milhões – recebimento de dividendos de controlada em conjunto (TAG); e (iv) R\$ 35 milhões – depósitos vinculados ao serviço da dívida. Estes efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes impactos: (i) R\$ 3.714 milhões – pagamento de empréstimos, financiamentos, debêntures, juros sobre dívidas; (ii) R\$ 1.241 milhões – pagamento de dividendos intercalares do ano de 2019 e juros sobre capital próprio, inclusive o imposto de renda retido; (iii) R\$ 1.020 milhões – aplicação no imobilizado e intangível; (iv) R\$ 656 milhões – aquisições de investimento e de projetos, sendo R\$ 327 milhões referentes ao pagamento em decorrência da aquisição de participação adicional de 3,25% da TAG e R\$ 329 milhões ao pagamento da aquisição de Novo Estado; (v) R\$ 290 milhões – pagamento de imposto de renda e contribuição social; e (vi) R\$ 154 milhões – pagamento de concessões.

#### *Contas a receber de clientes*

O crescimento de R\$ 272 milhões é oriundo, principalmente, dos seguintes aumentos: (i) R\$ 241 milhões - transações realizadas no mercado de energia de curto prazo; (ii) R\$ 54 milhões - venda de energia do portfólio para distribuidoras; e (iii) venda para consumidores livres em R\$ 44 milhões. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelas seguintes reduções: (i) R\$ 34 milhões - operações de *trading*; (ii) venda para comercializadoras em R\$ 16 milhões; e (iii) elevação das provisões para créditos de liquidação duvidosa, em R\$ 15 milhões.

#### *Dividendos a receber*

O acréscimo de R\$ 33 milhões é referente, substancialmente, aos dividendos a receber oriundos da controlada em conjunto TAG, declarados em 2020, com liquidação financeira no início de 2021.

#### *Estoque*

A redução de R\$ 32 milhões é referente, substancialmente, à realização dos adiantamentos (i) efetuados à carbonífera contratada para o fornecimento de carvão à Usina Termelétrica Pampa Sul; e (ii) realizados pela controlada EGSD para aquisição de painéis solares.

### ***Ganhos não realizados em operações de hedge – circulante e não circulante***

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa, incluindo: (i) *swaps* contratados 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, convertendo o empréstimo em dólar para real e a taxa fixa para uma taxa flutuante (CDI); (ii) instrumentos derivativos, contratados junto a bancos de primeira linha, convertendo para taxas pré-fixadas parte das posições de *swap* anteriormente detidas em CDI; (iii) NDFs contratados para proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados; (iv) *swaps* contratados pelas controladas Jaguará e Miranda, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros do principal e juros das debêntures contra a variação da taxa DI; e (v) NDFs contratados para proteção de compromissos de longo prazo.

O incremento de R\$ 306 milhões, no ativo circulante e não circulante, é decorrente, principalmente, dos efeitos da variação do dólar norte americano, do valor justo das operações e das novas contrações de dívida no exterior, totalmente protegidas com *hedges*.

### ***Ganhos não realizados em operações de trading – circulante e não circulante***

O incremento de R\$ 42 milhões, no ativo circulante e não circulante, é referente aos ganhos não realizados das posições em aberto das operações de *trading*, em razão das variações nos valores de mercado da energia e nos volumes em aberto entre os períodos comparados.

### ***Depósitos vinculados – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 24 milhões, no ativo circulante e não circulante, ocorreu, principalmente, por depósitos efetuados para garantir o cumprimento de determinados compromissos contratuais assumidos pelo vendedor da Novo Estado, cujo saldo em 31.12.2020 é de R\$ 44 milhões. Esse acréscimo foi parcialmente atenuado pela redução no saldo de depósitos vinculados à financiamentos, de R\$ 28 milhões.

### ***Ativo financeiro de concessão – circulante e não circulante***

A variação de R\$ 97 milhões, no ativo circulante e não circulante, é explicada, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) reconhecimento de juros e variação monetária de R\$ 382 milhões; e (ii) recebimentos de R\$ 285 milhões.

### ***Outros ativos – circulante e não circulante***

A variação de R\$ 70 milhões, no ativo circulante e não circulante, é motivada, substancialmente, pelo reconhecimento dos créditos federais decorrentes de ganho em ação judicial em 2020, cujo valor a recuperar, em 31.12.2020, era de R\$ 96 milhões. Esse efeito foi parcialmente atenuado pela recuperação de impostos ao longo do ano de 2020, pela liquidação do mútuo com a Andrade Açúcar e Alcool e pela redução de alienações e serviços em curso.

### **Ativo não circulante**

#### **Realizável a longo prazo**

#### ***Ganhos não realizados em operações de hedge***

A variação desta rubrica está descrita no item “Ganhos não realizados em operações de *hedge*”, no item “Ativo circulante”.

### ***Ganhos não realizados em operações de trading***

A variação desta rubrica está descrita no item “Ganhos não realizados em operações de *trading*”, no item “Ativo circulante”.

### ***Depósitos vinculados***

A variação desta rubrica está descrita no item “Depósitos vinculados”, no item “Ativo circulante”.

### ***Ativo financeiro de concessão***

A variação desta rubrica está descrita no item “Ativo financeiro de concessão”, no item “Ativo circulante”.

### ***Ativo de contrato***

O aumento no saldo, de R\$ 2.743 milhões é motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos: (i) reconhecimento de custo e margem de implementação de infraestrutura, no montante de R\$ 2.365 milhões; (ii) de juros e variação monetária, no montante de R\$ 190 milhões; (iii) do saldo adquirido da Novo Estado, no montante de R\$ 153 milhões; e (iv) do reconhecimento do ganho por eficiência na construção, líquido, de R\$ 35 milhões.

### ***Investimentos***

A redução de R\$ 524 milhões no saldo de investimentos é motivado pela controlada em conjunto TAG, cujos efeitos estão descritos a seguir: (i) reconhecimento de dividendos a receber de controladas, de R\$ 712 milhões; (ii) impacto negativo de outros resultados abrangentes, no montante de R\$ 626 milhões; (iii) resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 487 milhões; e (iv) aquisição de participação adicional, de R\$ 327 milhões.

### ***Imobilizado***

O aumento de R\$ 208 milhões é decorrente, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) aquisições de ativos no montante de R\$ 1.094 milhões; e (ii) capitalização de R\$ 56 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e capitalização de juros de arrendamentos e de depreciação de direito de uso de arrendamentos. Efeitos parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos: (i) depreciação de R\$ 851 milhões; (ii) reconhecimento de *impairment*, no montante de R\$ 58 milhões, em função da expectativa de desligamento das máquinas 1 e 2 da UTLA da controlada Diamante; e (iii) reconhecimento de créditos de PIS e Cofins, no montante de R\$ 29 milhões, decorrentes dos efeitos promovidos pelo acordo para encerramento do contrato de engenharia, aquisições e construção, referente à construção da UHE Pampa Sul.

### ***Intangível***

O aumento de R\$ 1.217 milhões é decorrente, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) efeitos da repactuação do risco hidrológico de 2020, com reconhecimento de direito de extensão de concessão, no montante de R\$ 968 milhões; (ii) aquisição do Sistema de Transmissão Novo Estado, no montante de R\$ 236 milhões; e (iii) reconhecimento de R\$ 80 milhões de ágio na aquisição da Novo Estado. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela (i) amortização de intangíveis, de R\$ 56 milhões em 2020; e (ii) reconhecimento de *impairment* nos saldos oriundos da aquisição da EGSD, de R\$ 41 milhões.

## **Passivo circulante**

### ***Fornecedores***

O aumento de R\$ 97 milhões é explicado, substancialmente, pelo acréscimo de R\$ 104 milhões no saldo de fornecedores de imobilizado e intangível, motivado pela execução das obras de implantação do Conjunto Eólico Campo Largo II e dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.

### ***Dividendos e juros sobre capital próprio***

O acréscimo de R\$ 187 milhões decorre, substancialmente, do montante aprovado para pagamento, de R\$ 1.409 milhões, parcialmente atenuado pelos pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio, no montante de R\$ 1.241 milhões. Os valores apresentados não consideram o imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio, os quais são apresentados na rubrica “Imposto de renda e contribuição social a pagar”.

### ***Empréstimos e financiamentos – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 2.383 milhões na rubrica de empréstimos e financiamentos circulante e não circulante deve-se, basicamente, aos seguintes itens: (i) captação de novos empréstimos e financiamentos no valor de R\$ 3.313 milhões; e (ii) juros, variações monetárias, variações cambiais e ajuste de valor justo de R\$ 1.616 milhões. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela amortização de juros e principal, de R\$ 2.547 milhões.

### ***Debêntures – circulante e não circulante***

A redução de R\$ 382 milhões, no passivo circulante e não circulante, é explicado, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) redução decorrente da amortização de principal e juros, de R\$ 1.905 milhões; (ii) emissão de debêntures no valor total de R\$ 1.009 milhões; e (iii) juros, variação monetária e ajuste de valor justo de R\$ 514 milhões.

### ***Perdas não realizadas em operações de trading – circulante e não circulante***

O acréscimo de R\$ 79 milhões ocorre em razão das variações nos valores de mercado da energia e nos volumes em aberto entre os períodos comparados.

### ***Concessões a pagar – circulante e não circulante***

O incremento no circulante e não circulante de R\$ 776 milhões decorre dos seguintes efeitos: (i) juros e variação monetária de R\$ 930 milhões; e (ii) amortizações de R\$ 154 milhões.

### ***Provisões – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 24 milhões é motivado, substancialmente, pelo efeito de R\$ 24 milhões referente às adições de provisões e de R\$ 19 milhões referentes à atualização monetária das provisões existentes. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela reversão de R\$ 13 milhões por revisões de provisões existentes e pagamentos de R\$ 6 milhões realizados em 2020.

## **Passivo não circulante**

### ***Empréstimos e financiamentos***

A variação desta rubrica está descrita no item “Empréstimos e financiamentos”, no item “Passivo circulante”.



### ***Debêntures***

A variação desta rubrica está descrita no item “Debêntures”, no item “Passivo circulante”.

### ***Ações preferenciais resgatáveis – não circulante***

O acréscimo de R\$ 482 milhões é motivado, substancialmente, pela emissão de ações preferenciais resgatáveis realizada pela controlada indireta NEP, no montante de R\$ 477 milhões, acrescida dos juros incorridos no período, de R\$ 5 milhões.

### ***Perdas não realizadas em operações de trading***

A variação desta rubrica está descrita no item “Perdas não realizadas em operações de *trading*” do “Passivo circulante”.

### ***Concessões a pagar***

A variação desta rubrica está descrita no item “Concessões a pagar” do “Passivo circulante”.

### ***Provisões***

A variação desta rubrica está descrita no item “Provisões” do “Passivo circulante”.

### ***Imposto de renda e contribuição social diferidos***

O incremento de R\$ 582 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) repactuação do risco hidrológico; (ii) remuneração do ativo financeiro de concessão; (iii) depreciação acelerada; (iv) receita de Retorno de Bonificação pela Outorga (RBO); (v) ágio oriundo da aquisição da Novo Estado; (vi) prejuízo fiscal e base negativa de CSLL; e (vii) efeitos dos ganhos não realizados em operações de *hedge*.

### **Patrimônio líquido**

O aumento de R\$ 742 milhões decorreu, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) lucro líquido do exercício de 2020 de R\$ 2.797 milhões; (ii) destinação de dividendos e juros sobre capital próprio de R\$ 1.409 milhões; (iii) decréscimo de R\$ 626 milhões de resultados abrangentes de controladas em conjunto; (iv) remensuração de obrigações com aposentadoria no valor de R\$ 31 milhões; (v) ajuste a valor justo de *hedge* de fluxo de caixa de controladas com efeito positivo de R\$ 7 milhões; e (vi) R\$ 4 milhões referente a dividendos e juros sobre capital próprios não reclamados.

## Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2019 e 31.12.2018

### Ativo circulante

#### *Caixa e equivalentes de caixa*

O aumento de R\$ 1.454 milhões resultou, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 6.730 milhões – captação de empréstimos e financiamentos e emissão de debêntures; (ii) R\$ 4.690 milhões – referente ao caixa gerado pelas operações da Companhia; e (iii) R\$ 351 milhões – recebimento de dividendos de controlada em conjunto (TAG). Estes efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes impactos: (i) R\$ 3.487 milhões – aumento de capital em controladas e controladas em conjunto, bem como aquisições de investimento e de projetos; (ii) R\$ 2.753 milhões – pagamento de empréstimos, financiamentos, debêntures e juros sobre dívidas; (iii) R\$ 2.261 milhões – pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, inclusive o imposto de renda retido; (iv) R\$ 1.094 milhões – aplicação no imobilizado e intangível, líquida da indenização por descumprimentos contratuais por atraso na conclusão da Usina Termelétrica Pampa Sul; (v) R\$ 489 milhões – pagamento de imposto de renda e contribuição social; (vi) R\$ 132 milhões – depósitos vinculados ao serviço da dívida; e (vii) R\$ 96 milhões – pagamento de concessões e arrendamentos.

#### *Contas a receber de clientes*

O crescimento de R\$ 270 milhões é oriundo, principalmente dos seguintes aumentos: (i) R\$ 84 milhões - venda de energia do portfólio para distribuidoras, dos quais R\$ 57 milhões são oriundos da entrada em operação comercial de Pampa Sul; (ii) R\$ 74 milhões - operações de *trading*; (iii) R\$ 49 milhões – venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada EGSD; (iv) aumento de venda para comercializadoras em R\$ 36 milhões; e (v) R\$ 32 milhões - transações realizadas no mercado de energia de curto prazo.

#### *Estoques*

O crescimento de R\$ 95 milhões é referente, substancialmente, aos adiantamentos de R\$ 39 milhões efetuado à carbonífera contratada para o fornecimento de carvão à Usina Termelétrica Pampa Sul e de R\$ 38 milhões realizados pela controlada EGSD para aquisição de painéis solares.

#### *Ganhos não realizados em operações de hedge – circulante e não circulante*

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo. Essas operações incluem os *swaps* contratados concomitantemente aos empréstimos tomados em moeda estrangeira, a fim de proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros de principal e juros das oscilações do dólar norte americano, bem como àquelas contratadas pelas controladas Jaguará e Miranda, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros do principal e juros das debêntures contra a variação da taxa DI. O incremento de R\$ 168 milhões, no ativo circulante e não circulante, é decorrente, principalmente, dos efeitos da variação do dólar norte americano, do valor justo das operações e das novas contrações de dívida no exterior, totalmente protegidas com *swap*.

#### *Ganhos não realizados em operações de trading – circulante e não circulante*

O incremento de R\$ 172 milhões, no ativo circulante e não circulante, é referente aos ganhos não realizados das posições em aberto das operações de *trading*, em razão das variações nos valores de mercado da energia entre os períodos comparados.

### ***Depósitos vinculados – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 145 milhões, no ativo circulante e não circulante, ocorreu, principalmente, por depósitos vinculados às garantias dos financiamentos das controladas Usina Termelétrica Pampa Sul e do Conjunto Eólico Campo Largo.

### ***Ativo financeiro de concessão – circulante e não circulante***

A variação de R\$ 112 milhões, no ativo circulante e não circulante, é explicada, substancialmente, pelos seguintes eventos (i) reconhecimento de juros e variação monetária de R\$ 383 milhões; e (ii) recebimentos de R\$ 271 milhões.

### **Ativo não circulante**

#### **Realizável a longo prazo**

#### ***Ganhos não realizados em operações de hedge***

A variação desta rubrica está descrita no item “Ganhos não realizados em operações de *hedge*”, no item “Ativo circulante”.

#### ***Ganhos não realizados em operações de trading***

A variação desta rubrica está descrita no item “Ganhos não realizados em operações de *trading*”, no item “Ativo circulante”.

#### ***Depósitos vinculados***

A variação desta rubrica está descrita no item “Depósitos vinculados”, no item “Ativo circulante”.

#### ***Ativo financeiro de concessão***

A variação desta rubrica está descrita no item “Ativo financeiro de concessão”, no item “Ativo circulante”.

#### ***Ativo de contrato***

O aumento no saldo, de R\$ 170 milhões é motivado, substancialmente, pelo reconhecimento de receita de implementação de infraestrutura, no montante de R\$ 155 milhões e de juros e variação monetária, no montante de R\$ 15 milhões.

#### ***Investimentos***

O acréscimo de R\$ 2.949 milhões no saldo de investimentos é motivado, substancialmente, pelos efeitos oriundos da aquisição da Transportadora Associada de Gás S.A. (“TAG”), cuja operação está descrita em maiores detalhes no item 10.3. Essa operação, assim como os resultados auferidos por esta controlada em conjunto ao longo de 2019, apresentaram os seguintes efeitos positivos sobre o saldo de investimentos: (i) valor de aquisição de R\$ 3.470 milhões; e (ii) R\$ 81 milhões referente ao resultado da empresa no exercício de 2019. Esses impactos foram parcialmente reduzidos pelos seguintes efeitos: (i) recebimento de dividendos de R\$ 351 milhões e (ii) de R\$ 251 milhões via outros resultados abrangentes.

### ***Imobilizado***

O aumento de R\$ 695 milhões é decorrente, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) aquisições de ativos no montante de R\$ 1.234 milhões; (ii) provisão para desmobilização de ativos, no montante de R\$ 187 milhões; e (iii) capitalização de R\$ 152 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Efeitos parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos: (i) depreciação de R\$ 802 milhões; e (ii) indenizações por descumprimentos contratuais de R\$ 72 milhões.

### ***Direito de uso de ativos***

O incremento de R\$ 162 milhões no saldo é motivado, substancialmente, pelo reconhecimento inicial oriundo da aplicação do CPC 06 (R1) – Operações de Arrendamento Mercantil, de R\$ 120 milhões, acrescido dos ingressos de novos contratos celebrados em 2019, de R\$ 50 milhões. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela depreciação dos direitos de uso em 2019, de R\$ 8 milhões.

### **Passivo circulante**

#### ***Fornecedores***

O aumento de R\$ 177 milhões é explicado, substancialmente, pelos acréscimos de (i) R\$ 111 milhões de fornecedores de imobilizado e intangível; (ii) R\$ 66 milhões de fornecedores de materiais e serviços; e (iii) R\$ 63 milhões oriundos de operações de *trading* de energia. Esses acréscimos foram parcialmente atenuados pela redução no saldo de energia elétrica comprada, de R\$ 89 milhões.

#### ***Dividendos e juros sobre capital próprio***

O decréscimo de R\$ 939 milhões decorre, substancialmente, dos pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio, no montante de R\$ 2.202 milhões, parcialmente atenuado pelo montante aprovado para pagamento, de R\$ 1.275 milhões. Os valores apresentados não consideram o imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio, os quais são apresentados na rubrica “Imposto de renda e contribuição social a pagar”.

#### ***Empréstimos e financiamentos – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 2.509 na rubrica de empréstimos e financiamentos circulante e não circulante deve-se, basicamente, aos seguintes itens: (i) captação de novos empréstimos e financiamentos no valor de R\$ 2.665 milhões; e (ii) juros, variações monetárias, variações cambiais e ajuste de valor justo de R\$ 616 milhões. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela amortização de juros e principal, de R\$ 772 milhões.

#### ***Debêntures – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 2.534 milhões, no passivo circulante e não circulante, é explicado, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) emissão de debêntures no valor total de R\$ 4.065 milhões, (ii) juros, variação monetária e ajuste de valor justo de R\$ 426 milhões; e (iii) redução decorrente da amortização de principal e juros de R\$ 1.957 milhões.

#### ***Arrendamentos a pagar – circulante e não circulante***

O saldo de R\$ 134 milhões é composto por: (i) R\$ 89 milhões – efeito da adoção inicial em 2019; (ii) R\$ 50 milhões de ingresso de novos arrendamentos; e (iii) R\$ 12 milhões de juros. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelos pagamentos realizados em 2019, de R\$ 17 milhões.

### ***Perdas não realizadas em operações de trading – circulante e não circulante***

A variação de R\$ 162 milhões ocorre em razão das variações nos valores de mercado da energia entre os períodos comparados.

### ***Concessões a pagar – circulante e não circulante***

O incremento no circulante e não circulante de R\$ 385 milhões decorre dos seguintes efeitos: (i) juros e variação monetária de R\$ 465 milhões; e (ii) amortizações de R\$ 80 milhões.

### ***Provisões – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 199 milhões é motivado, substancialmente, pelo reconhecimento de R\$ 187 milhões referente à desmobilização de ativos e de R\$ 7 milhões referente à atualização monetária das provisões existentes. Em 2019, a Companhia reconheceu provisão para custos com a desmobilização de suas usinas eólicas com base em estimativas e premissas relacionadas às taxas de desconto e ao custo esperado para a desmobilização e remoção ao fim do prazo de autorização dessas usinas.

### ***Outros passivos – circulante e não circulante***

O aumento de R\$ 220 milhões decorre, substancialmente, dos seguintes itens: (i) R\$ 136 milhões referente ao ressarcimento de distribuidoras previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ambiente de contratação regulada; (ii) R\$ 61 milhões referente a perdas não realizadas em operações de *hedge* de valor justo; e (iii) R\$ 10 milhões aumento de obrigações com P&D.

## **Passivo não circulante**

### ***Empréstimos e financiamentos***

A variação desta rubrica está descrita no item “Empréstimos e financiamentos”, no item “Passivo circulante”.

### ***Debêntures***

A variação desta rubrica está descrita no item “Debêntures”, no item “Passivo circulante”.

### ***Arrendamentos a pagar***

A variação desta rubrica está descrita no item “Arrendamentos a pagar”, no item “Passivo circulante”.

### ***Perdas não realizadas em operações de trading***

A variação desta rubrica está descrita no item “Perdas não realizadas em operações de *trading*” do “Passivo circulante”.

### ***Concessões a pagar***

A variação desta rubrica está descrita no item “Concessões a pagar” do “Passivo circulante”.

### ***Provisões***

A variação desta rubrica está descrita no item “Provisões” do “Passivo circulante”.



## Imposto de renda e contribuição social diferidos

O incremento de R\$ 172 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) remuneração do ativo financeiro de concessão; (ii) receita de Retorno de Bonificação pela Outorga (RBO); (iii) depreciação acelerada pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo e de parte do Conjunto Eólico Umburanas; (iv) efeitos dos ganhos não realizados em operações de *hedge* e de *trading*; (v) encargos financeiros capitalizados; (vi) obrigações com benefícios de aposentadoria; e (vii) amortização da diferença entre intangível fiscal e contábil da bonificação paga pela outorga.

## Patrimônio líquido

O aumento de R\$ 679 milhões decorreu, substancialmente, da combinação seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2019 de R\$ 2.311 milhões; (ii) destinação de dividendos e juros sobre capital próprio de R\$ 1.325 milhões; (iii) decréscimo de R\$ 251 milhões de resultados abrangentes de controladas em conjunto; (iv) remensuração de obrigações com aposentadoria no valor de R\$ 58 milhões; (v) R\$ 6 milhões referente a dividendos e juros sobre capital próprios não reclamados; e (vi) ajuste a valor justo de *hedge* de fluxo de caixa de controladas com efeito redutor em R\$ 4 milhões.

## 10.2 Comentários dos Diretores sobre:

### a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

#### (i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A composição da receita operacional líquida da Companhia é a seguinte:

Em R\$ milhões	31.12.2020		31.12.2019		31.12.2018	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Distribuidoras de energia elétrica	3.541	28,9	3.293	33,6	2.722	30,9
Consumidores livres	3.161	25,8	3.164	32,3	3.020	34,4
Comercializadoras de energia elétrica	609	5,0	728	7,4	857	9,7
Transações no mercado de curto prazo	536	4,4	699	7,1	923	10,5
Remuneração dos ativos financeiros de concessão	382	3,1	383	3,9	340	3,9
Receita de serviços prestados	122	1,0	116	1,2	112	1,3
Ganho em ação judicial	84	0,7	-	-	-	-
Exportação	31	0,3	-	-	-	-
Outras receitas	73	0,6	45	0,5	121	1,4
<b>Geração e venda de energia elétrica de portfólio</b>	<b>8.539</b>	<b>69,7</b>	<b>8.428</b>	<b>86,0</b>	<b>8.095</b>	<b>92,1</b>
Receita de implementação de infraestrutura de transmissão	2.365	19,3	155	1,6	47	0,5
Remuneração de ativo de contrato	190	1,5	14	0,1	1	-
<b>Transmissão</b>	<b>2.555</b>	<b>20,8</b>	<b>169</b>	<b>1,7</b>	<b>48</b>	<b>0,5</b>
Operações de <i>trading</i> de energia	1.067	8,7	1.102	11,2	610	6,9
Transações no mercado de curto prazo	17	0,1	7	0,1	5	0,1
<b>Trading de energia</b>	<b>1.084</b>	<b>8,8</b>	<b>1.109</b>	<b>11,3</b>	<b>615</b>	<b>7,0</b>
<b>Painéis solares</b>	<b>81</b>	<b>0,7</b>	<b>98</b>	<b>1,0</b>	<b>37</b>	<b>0,4</b>
	<b>12.259</b>	<b>100,0</b>	<b>9.804</b>	<b>100,0</b>	<b>8.795</b>	<b>100,0</b>

## **Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios findos em 31.12.2020 e 31.12.2019**

### ***Geração e venda de energia elétrica de portfólio***

#### ***Distribuidoras de energia elétrica***

Em 2020, a receita atingiu R\$ 3.541 milhões, elevação de R\$ 248 milhões (7,5%) em relação ao exercício de 2019, quando foi de R\$ 3.293 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R\$ 149 milhões — aumento de 660 GWh (71 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 99 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 milhões, montante R\$ 3 milhões (0,1%) inferior aos R\$ 3.164 milhões verificados em 2019. Esse decréscimo está relacionado a: (i) R\$ 110 milhões — redução de 633 GWh (79 MW médios) no volume de venda de energia; e (ii) R\$ 107 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.

#### ***Comercializadoras de energia elétrica***

Em 2020, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 609 milhões, R\$ 119 milhões (16,3%) inferior à receita auferida em 2019, que foi de R\$ 728 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 109 milhões — decréscimo de 15,0% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 10 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.

#### ***Transações no mercado de curto prazo***

Em 2020, em relação ao ano anterior, houve decréscimo de R\$ 163 milhões (23,3%) na receita das transações de curto prazo, passando de R\$ 699 milhões em 2019 para R\$ 536 milhões em 2020. Mais detalhes sobre tais operações e variações foram destacados no item “10.1.h.1”, no tópico “Detalhamento das operações de curto prazo”.

#### ***Remuneração dos ativos financeiros de concessão***

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguará 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\$ 383 milhões em 2019 para R\$ 382 milhões em 2020, portanto, com decréscimo de R\$ 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.

#### ***Receitas de serviços prestados***

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguará 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\$ 6 milhões (5,2%), passando de R\$ 116 milhões em 2019 para R\$ 122 milhões em 2020. A elevação decorre, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

#### ***Ganho em ação judicial***

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\$ 84 milhões em 2020 após revisão das estimativas contabilizadas durante o ano. O montante em questão foi atualizado monetariamente, com impacto de R\$ 76 milhões no resultado financeiro de 2020.

#### ***Exportação***

No período entre julho e agosto de 2020 a Companhia exportou energia para a Argentina. A receita auferida foi de R\$ 31 milhões, com volume de energia transacionado de 7 GWh (1 MW médio).

### ***Outras receitas***

No exercício de 2020, houve acréscimo de R\$ 28 milhões (62,2%) nas outras receitas em relação com o ano anterior, passando de R\$ 45 milhões em 2019 para R\$ 73 milhões em 2020. Esse aumento deve-se, substancialmente, ao acréscimo nas indenizações de seguros entre os anos em comparação, com impacto de R\$ 29 milhões. 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.

### ***Trading de energia e Transmissão***

Os resultados dos segmentos de *trading* e transmissão estão comentados no item 10.1 desta Proposta da Administração.

### ***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 milhões (17,3%), indo de R\$ 98 milhões em 2019 para R\$ 81 milhões em 2020. A redução é consequência, principalmente, da desaceleração das atividades comerciais, em decorrência da pandemia da Covid-19.

## **Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios findos em 31.12.2019 e 31.12.2018**

### ***Geração e venda de energia elétrica de portfólio***

#### ***Distribuidoras de energia elétrica***

Em 2019, a receita atingiu R\$ 3.293 milhões, elevação de R\$ 571 milhões (21,0%) em relação ao exercício de 2018, quando foi de R\$ 2.722 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R\$ 592 milhões — aumento de 2.694 GWh (307 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 21 milhões — redução de 0,8% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas foi motivado, substancialmente, pelo início do suprimento relativo aos leilões de energia nova pela Usina Termelétrica Ferrari, pelas centrais eólicas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I e Trairí, que destinaram sua energia ao mercado regulado a partir do 1º trimestre de 2019, e por Pampa Sul.

O decréscimo nos preços foi motivado por menores preços médios dos leilões mencionados, de contratos cujos suprimentos iniciaram no 1º trimestre de 2019, parcialmente suavizados pela correção monetária dos contratos vigentes e pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, superior à média dos contratos existentes.

#### ***Consumidores livres***

Em 2019, a receita de vendas a consumidores livres alcançou R\$ 3.164 milhões, montante R\$ 144 milhões (4,8%) superior aos R\$ 3.020 milhões verificados em 2018. Esse acréscimo está relacionado ao que segue: (i) R\$ 134 milhões — aumento de 4,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 10 milhões — incremento de 57 GWh (6 MW médios) no volume de venda de energia.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuada por novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

O aumento na quantidade de energia vendida é motivado pelo acréscimo do volume de vendas aos clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres, parcialmente atenuado pelo menor consumo de clientes ante as quantidades contratadas.

#### *Comercializadoras de energia elétrica*

A receita de venda a comercializadoras atingiu R\$ 728 milhões, R\$ 129 milhões (15,0%) inferior à receita auferida em 2018, que foi de R\$ 857 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 219 milhões — decréscimo de 1.237 GWh (141 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 90 milhões — acréscimo de 10,5% no preço médio líquido de vendas.

O decréscimo da quantidade de energia vendida decorreu, principalmente, das migrações de parte dos clientes, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres, parcialmente atenuado pelo aumento de consumo dos demais clientes.

A elevação do preço ocorreu, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados e pela correção monetária dos contratos vigentes.

#### *Transações no mercado de curto prazo*

No exercício de 2019, houve redução de R\$ 224 milhões (24,3%) na receita das transações de curto prazo, em relação ao ano anterior, passando de R\$ 923 milhões em 2018 para R\$ 699 milhões em 2019. Esses valores não incluem as transações no mercado de curto prazo relacionadas às operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. Mais detalhes sobre tais operações e variações foram destacados no item “10.1.h.1”, no tópico “Detalhamento das operações de curto prazo”.

#### *Remuneração dos ativos financeiros de concessão*

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguará 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\$ 340 milhões em 2018 para R\$ 383 milhões em 2019, um aumento de R\$ 43 milhões (12,6%). O acréscimo foi motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e da variação do IPCA entre os anos em comparação.

#### *Outras receitas*

No exercício de 2019, houve redução de R\$ 76 milhões (62,8%) nas outras receitas em relação com o ano anterior, passando de R\$ 121 milhões em 2018 para R\$ 45 milhões em 2019. Essa redução deve-se a indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade que a Companhia apresentou em 2018.

#### *Trading de energia e Transmissão*

Os resultados dos segmentos de *trading* e transmissão estão comentados no item 10.1 desta Proposta da Administração.

### *Painéis solares*

O incremento no montante de R\$ 61 milhões, passando de R\$ 37 milhões em 2018 para R\$ 98 milhões em 2019, é resultado, principalmente, do reconhecimento da receita de venda de painéis solares para residências e empresas, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., cujo controle foi adquirido em agosto de 2018, data na qual a controlada passou a ser consolidada pela Companhia.

#### *(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais*

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 10.1.h e 10.2.a.(i).

**Ano de 2020** – (i) recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico, em 2020; (ii) maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; (iii) aumento no resultado do segmento de transmissão de energia; (iv) combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda, e por consequência, aumento nos custos com serviços de terceiros, pessoal, combustível e encargos de uso de rede; (v) ganho em ação judicial, em 2020; e (vi) redução nas compras para portfólio. Esses efeitos foram contrabalanceados pelos seguintes efeitos negativos: (i) aumento nos juros e variação monetária decorrente de dívida devido a emissão de novas debêntures, captação de empréstimos no exterior e captação de novos financiamentos, emissão de ações preferenciais resgatáveis, valores utilizados para a aquisição adicional de TAG, aquisição da Novo Estado, construção dos projetos Conjunto Eólico Campo Largo II, Gralha Azul e Novo Estado; (ii) aumento da variação monetária sobre as concessões a pagar, em especial pelo acréscimo do IGP-M observado em 2020; (iii) acréscimo nos valores de *impairment*, entre os anos em comparação; (iv) diminuição no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) incremento das despesas gerais e administrativas; e (vi) redução no resultado de *trading* de energia.

**Ano de 2019** – (i) aumento do preço médio líquido de venda e do volume de energia vendida, e por consequência, aumento nos custos com serviços de terceiros, pessoal, combustível e encargos de uso de rede, devido as entradas em operação do Conjunto Eólico Campo Largo, que entrou em operação em dezembro de 2018, e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I e de Usina Termelétrica Pampa Sul que ocorreram no ano de 2019; (ii) outras receitas operacionais oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; (iii) redução nas compras para portfólio; e (iv) resultado positivo na participação societária na TAG; contrabalanceadas pelos seguintes efeitos negativos: (i) incremento das despesas gerais e administrativas; (ii) diminuição no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) redução no resultado de *trading* de energia; e (v) aumento nos juros e variação monetária decorrente de dívida devido à emissão de novas debêntures, captação de empréstimos no exterior e captação de novos financiamentos, valores utilizados para a aquisição de TAG, construção dos projetos Conjunto Eólico Campo Largo II e Gralha Azul.



**Ano de 2018** – (i) reconhecimento dos resultados decorrente da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, adquiridas no final do ano de 2017; (ii) aumento do resultado positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) redução das aquisições de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (iv) reconhecimento de receitas de direito a indenização por interrupção de negócios e de multa contratual; (v) resultado das operações de *trading*, iniciadas a partir de janeiro de 2018; e (vi) aumento do preço médio líquido de venda e do volume de energia vendida.

***b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços***

As receitas de venda da Companhia são suportadas por contratos com cláusulas de reajuste de preço, em grande parte, pelo IPCA e IGP-M. A receita da Companhia não possui exposição a taxas de câmbio que afete significativamente seu resultado e não foi, substancialmente, afetada pela introdução de novos produtos e serviços.

Em 2018, a Companhia ingressou no mercado de *trading* de energia, visando auferir resultados com as variações de preço da energia elétrica, dentro de limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração da Companhia.

As principais variações das receitas da Companhia em decorrência de modificação de preço e alteração de volume estão explicadas no item 10.2.a (i) acima.

***c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante***

**c.1) inflação e variação de preços nos custos de venda de energia elétrica**

**Compras de energia para gerenciamento de portfólio:** estas transações normalmente são realizadas por meio de contratos de médio e longo prazo, os quais possuem seus preços reajustados pelo IPCA e IGP-M. Os impactos médios negativos referentes ao reajuste de preço pelos índices de inflação foram de R\$ 33 milhões, R\$ 9 milhões e R\$ 16 milhões para os exercícios de 2020, 2019 e 2018, respectivamente.

**Combustível para a produção de energia elétrica:** Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos, na sua maioria, publicados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Os índices de correção não resultaram em efeitos relevantes no custo da Companhia. O carvão consumido pela Pampa Sul é ajustado anualmente pelo IPCA, assim como os contratos de venda de energia, o que representa um *hedge* natural de longo prazo.

**Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** são calculados pela multiplicação do montante de uso da rede, em kW, pela tarifa estabelecida anualmente pela Aneel, com base no rateio dos custos totais de conexão e de transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes – IPCA e IGP-M. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de R\$ 21 milhões, R\$ 34 milhões, R\$ 11 milhões nos exercícios de 2020, 2019 e 2018, respectivamente.

**Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*):** o valor corresponde a 7,0% sobre a quantidade de energia elétrica produzida, valorada por uma Tarifa Anualizada de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidora, revisto a cada 4 anos. Para o exercício de 2020, a TAR teve um reajuste de 2,9%, com impacto negativo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R\$ 6 milhões. No exercício de 2019 a TAR foi corrigida em 4,5%, com aproximadamente R\$ 8 milhões de impacto negativo no resultado. Para o exercício de 2018, a TAR teve um reajuste de 2,5%, com impacto negativo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R\$ 3 milhões.

## c.2) Impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

### Exposição ao câmbio

As informações referentes à exposição ao câmbio estão descritas no item 10.1 “f” (i) desta Proposta de Administração. A Companhia não possui nenhum compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não esteja integralmente protegida por operação de *hedge*.

### Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

Nos anos de 2020, 2019 e 2018, a Companhia estava exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, do IPCA e do IGP-M.

Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos exercícios de 2020, 2019 e 2018 foram estes:

Valores em R\$ milhões	2020	2019	2018
<b>Juros e variação monetária sobre:</b>			
Concessões a pagar	930	466	422
Empréstimos e financiamentos	591	356	91
Debêntures	516	394	202
Ações preferenciais resgatáveis	5	-	-
<i>Hedge</i> de valor justo sobre empréstimos	(4)	62	65

## 10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

### a. Introdução ou alienação de segmento operacional

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

Em razão da representatividade dos segmentos supracitados, a partir de 2019 a Companhia passou a apresentar as informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria. Os resultados por segmentos incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

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.
- 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 Comercializadora de Energia Ltda. e ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda.
- 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 Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"), desde junho de 2019.

## 2020

Os principais segmentos operacionais da Companhia são geração e venda de energia elétrica do portfólio ("Geração"), transmissão de energia elétrica ("Transmissão") e *trading* de energia elétrica ("Trading"). Esses segmentos concentraram 69,7%, 20,8% e 8,8%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia em 2020.

O segmento de transporte de gás, através da controlada em conjunto TAG, é reconhecido no resultado do exercício como "Resultado de equivalência patrimonial" e representam 17,4% do lucro líquido da Companhia.

Em 2020, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

## 2019

Os principais segmentos operacionais da Companhia são Geração e *Trading*. Esses segmentos concentraram 86,0% e 11,3%, respectivamente, das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2019.

Em 2019, a Companhia ingressou no segmento de transporte de gás através de sua controlada em conjunto TAG, conforme descrito a seguir, no item "b". Este novo segmento não é consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia, tendo em vista ser oriundo dos resultados de um empreendimento controlado em conjunto. Os efeitos deste segmento estão apresentados no resultado do exercício como "Resultado de equivalência patrimonial" e representam 3,5% do lucro líquido da Companhia.

Em 2019 não houve alienação de segmento operacional.

## 2018

O segmento operacional de Geração concentrou 92,1% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2018, enquanto o segmento operacional de *Trading* concentrou 7,0% do total auferido.

Em 2018, a Companhia ingressou nos seguintes novos segmentos: (i) operações de *trading* de energia elétrica; (ii) geração distribuída decorrente da venda e instalação de painéis solares, por meio da aquisição do controle da EGSD (conforme definido abaixo); e (iii) transmissão de energia elétrica, a partir da conquista da Linha de Transmissão Gralha Azul, cuja construção se iniciou em 2018 e segue em execução, conforme descrito a seguir, no item “b”. Estes novos segmentos não são representativos em relação ao total dos ativos, receita e lucro líquido da Companhia.

Em 2018 não houve alienação de segmento operacional.

### ***b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária***

## 2020

As principais informações referentes à constituição, alteração relevante, aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

### **- 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 nº 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.

A Novo Estado detém a concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel nº 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.

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.

### **- Transportadora Associada de Gás S.A. – (“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.

## 2019

As principais informações referentes à constituição, alteração relevante, aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

### **- Transportadora Associada de Gás S.A. – (“TAG”)**

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

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

A Aliança, os membros do grupo adquirente, a TAG e a Petrobras realizaram em 13.06.2019, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, os atos do fechamento, conforme disposto no contrato, incluindo a transferência das ações de emissão da TAG de titularidade da Petrobras, representativas de 90% de capital social total da TAG, para Aliança e o pagamento, pela Aliança e membros do grupo adquirente, do valor de aproximadamente R\$ 31,5 bilhões para a Petrobras como contraprestação pelas ações, e o montante de aproximadamente R\$ 2,0 bilhões, correspondente ao pré-pagamento, pela TAG, de suas dívidas com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com recursos disponibilizados pela Aliança à TAG.

Em decorrência da operação de compra das ações, a Companhia realizou aportes na controlada em conjunto Aliança que totalizaram R\$ 3,5 bilhões. Também nesta data a Aliança, os membros do grupo adquirente e a Petrobras assinaram o acordo de acionistas para regular seu relacionamento como acionistas diretos e indiretos na TAG, incluindo o exercício dos seus respectivos direitos de voto e as limitações à transferência de ações.

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

2018

As principais informações referentes à constituição, alteração relevante, aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

**- Diamante Geração de Energia Ltda. (“Diamante”)**

Em janeiro de 2018, a Companhia aumentou o capital social da controlada direta Diamante, em R\$ 562 milhões, substancialmente, pela integralização do ativo imobilizado e dos estoques, a valores contábeis, relacionados ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL). A referida operação teve o objetivo principal de manter as operações de geração a carvão em uma sociedade separada e não resultou em qualquer impacto nas operações e no resultado consolidado da Companhia.

Em fevereiro, a Aneel autorizou a transferência das usinas pertencentes ao CTJL da ENGIE Brasil Energia para a Diamante.

Estas usinas são constituídas por sete grupos geradores, agrupados da seguinte forma: Jorge Lacerda A, com quatro unidades geradoras com capacidade total de 232 MW, Jorge Lacerda B, com duas unidades cuja capacidade total é de 262 MW e Jorge Lacerda C, com uma unidade geradora de 363 MW, totalizando, desta forma, 857 MW. A garantia física para comercialização é de 649,9 MW médios e sua autorização para funcionamento tem vigência até 2028.

**- Gralha Azul Transmissão de Energia Ltda (“Gralha Azul”, anteriormente denominada como “ENGIE Transmissão de Energia Ltda.”)**

A Gralha Azul tem por objeto social a transmissão de energia elétrica e foi constituída para participar do Leilão de Transmissão nº 02/2017, realizado pela ANEEL em 15.12.2017. Em 08.03.2018, a Companhia, por meio de suas controladas diretas ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (“ECP”) e ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (“EBC”), assinou o contrato de concessão referente ao referido leilão.

O empreendimento, intitulado “Projeto Gralha Azul”, terá investimento aproximado de R\$ 2 bilhões e compreenderá, aproximadamente, 1.000 km de linhas de transmissão na região centro-sul paranaense com a construção de cinco subestações e 10 linhas de transmissão que irão percorrer 25 municípios.

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

**- ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (“EGSD”)**

Em agosto de 2018, a Companhia concluiu o processo de aquisição do controle da EGSD. A aquisição da controlada ocorreu em estágios, tendo sido iniciada em abril de 2016 pela compra de 50% do capital social da investida. O montante total da aquisição foi de R\$ 59 milhões, a saber: (i) R\$ 24 milhões – aquisição de 50% do capital social em abril de 2016, mediante subscrição de capital e ágio na subscrição de ações; e (ii) R\$ 35 milhões – aquisição dos 50% do capital social remanescente, concluída em agosto de 2018.

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, com potência instalada abaixo de 5,0 MW.



As atividades desta Companhia não são representativas em relação ao total dos ativos, receita e lucro líquido da ENGIE Brasil Energia.

#### **- ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. (“ENGIE Trading”)**

Visando assumir as posições de mercado relacionadas à variação do preço da energia elétrica, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos, a partir de janeiro de 2018, a Companhia ingressou no mercado de *trading* de energia.

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a 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.

A Empresa está em processo de estruturação e aguardava autorização dos órgãos competentes para que possa desempenhar suas atividades. Por este motivo, em 2018, as operações dessa natureza foram realizadas pela ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (“EBC”).

#### ***c. Eventos ou operações não usuais***

##### 2020

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício de 2020 foram os seguintes: (i) R\$ 968 milhões referente à recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico; (ii) R\$ 84 milhões de ganho em ação judicial que garantiram à Companhia o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais; e (iii) R\$ 94 milhões de *impairment*, sendo R\$ 58 milhões relativos ao *impairment* das unidades 1 e 2 da UTLA do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, devido a possibilidade de desligamento dessas unidades, e R\$ 36 milhões referentes ao *impairment* do ágio e da mais valia da controlada direta EGSD.

##### 2019

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício de 2019 foram os seguintes: (i) R\$ 321 milhões oriundos de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra. O valor recebido está estipulado em contrato e é apurado a partir do produto entre a quantidade de dias em atraso na entrega da obra e um valor fixo diário. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pelo resultado não auferido em consequência de atraso na conclusão da obra e foi reconhecido em “Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas”; e (ii) R\$ 11 milhões referentes às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e na Usina Hidrelétrica Jaguará, cobrança de multas contratuais por atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Osório e por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Santa Mônica.

## 2018

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício de 2018 foram os seguintes: (i) R\$ 85 milhões referentes, sobretudo, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, e de cobrança de multas contratuais por atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Santa Mônica; e (ii) complemento da provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) no montante de R\$ 39 milhões, referente aos ativos da UTE William Arjona.

### **10.4 Comentários dos Diretores sobre**

#### ***a. Mudanças significativas nas práticas contábeis***

## 2020

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no exercício encerrado em 31.12.2020.

## 2019

A principal norma emitida pelo *International Accounting Standard Board* (IASB) e replicada pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), com vigência a partir de 01.01.2019, que impactou as práticas contábeis da Companhia, é a seguinte:

#### **Alterações no CPC 06 (R2) – Operações de arrendamento mercantil (IFRS 16)**

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

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

A Companhia realizou a análise de todos os seus contratos e identificou como escopo da norma os contratos de arrendamentos das áreas onde estão ou serão instalados os parques eólicos e solares e de utilização do edifício da sede administrativa. A partir de 01.01.2019, tais contratos de arrendamento foram reconhecidos como um direito de uso do ativo em contrapartida de um passivo de arrendamento. A Companhia optou por utilizar as isenções de reconhecimento para contratos de arrendamento que, na data de início, têm um prazo de arrendamento igual ou inferior a 12 meses e para os quais o ativo subjacente é de baixo valor individual.

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

As principais práticas contábeis adotadas na aplicação do CPC 06 (R2) foram:

## **Direitos 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 à perda por redução ao valor recuperável (*impairment*). Adicionalmente, são ajustados por qualquer nova remensuração dos passivos de arrendamento.

### **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 direito de uso relacionado) quando há modificação, mudança no prazo do arrendamento, alteração nos pagamentos futuros motivada, por exemplo, por atualizações monetárias, ou alteração na avaliação de uma opção de compra do ativo subjacente.

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

## 2018

As principais normas emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB) e replicadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), com vigência a partir de 01.01.2018, que impactaram as práticas contábeis da Companhia, foram as seguintes:

### **CPC 47 – Receita de contrato com cliente (IFRS 15)**

De acordo com a nova norma, as receitas devem ser reconhecidas em valores que reflitam a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente. O reconhecimento da receita deve ser realizado a partir da transferência do controle de bens ou serviços aos clientes, em lugar do princípio da transferência de riscos e benefícios. O pronunciamento prevê a necessidade de se observar algumas etapas para o reconhecimento da receita.

Com base nisto, a Companhia reconhece suas receitas 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.

### **CPC 48 – Instrumentos financeiros (IFRS 9)**

As principais alterações na norma foram as seguintes:

## **Classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros**

O pronunciamento traz uma abordagem que busca refletir o modelo de negócios da Companhia e suas características de fluxo de caixa. Com base nisso, os instrumentos financeiros passaram a ser classificados em três categorias: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (“VJORA”) e ao valor justo por meio do resultado (“VJR”).

### **Mensuração e reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável (*Impairment*) de ativos financeiros**

O CPC 48 substitui o modelo de “perdas incorridas” do CPC 38 por um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. Isso exige que a Administração da Companhia exerça um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. Esse novo modelo se aplica aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado e ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

### **Contabilidade de *hedge***

A norma exige que as relações de contabilidade de *hedge* estejam alinhadas com os objetivos e as estratégias de gestão de risco da Companhia e que seja aplicada uma abordagem qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do *hedge*.

Conforme previsto no pronunciamento, na aplicação do CPC 48, a Companhia optou por continuar adotando os requerimentos para a contabilidade de *hedge* do CPC 38.

### ***b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis***

#### **2020**

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no exercício encerrado em 31.12.2020.

#### **2019**

O impacto no resultado do exercício findo em 31.12.2019 decorrente da adoção do IFRS 16 foi negativo, no montante de R\$ 2 milhões.

#### **2018**

As mudanças nas práticas contábeis no exercício findo em 31.12.2018 não promoveram impactos significativos.

### ***c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor***

Não houve ressalva no relatório dos auditores independentes da Companhia relativo às demonstrações contábeis dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.

**10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros**

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

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

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

***a. 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.

***b. 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.

#### *c. 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.

#### *d. Obrigações com benefícios de aposentadoria*

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

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

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

#### *e. 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 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.

#### *f. 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.



#### **g. 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.

#### **10.6 Descrição pelos Diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia**

*a. Os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet itens)*

*b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras*

Os Diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.

#### **10.7 Comentários dos Diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6**

*a. Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia;*

*b. Natureza e o propósito da operação*

*c. Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação*

Os Diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.

#### **10.8 Principais elementos do plano de negócios da Companhia:**

*a. Investimentos:*

*(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos*

A Companhia detinha em andamento ao final do ano de 2020, basicamente, as obras do Conjunto Eólico Campo Largo II, dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, e a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os investimentos realizados em 2020 e os previstos para o período de 2021 a 2023 na data-base de 31.12.2020, são estes:

Financiamento com (Valores em R\$ milhões)	Realizado 2020	Previsto 2021	Previsto 2022	Previsto 2023
- Capital de terceiros	3.641	3.271	935	397
- Capital próprio	372	245	633	357
	<b>4.013</b>	<b>3.516</b>	<b>1.568</b>	<b>754</b>

No ano de 2020, a Companhia investiu R\$ 656 milhões na aquisição de participações societárias: R\$ 329 milhões destinados à aquisição de 100% da participação societária na Novo Estado Transmissora de Energia S.A. e R\$ 327 milhões destinados à aquisição de 3,25% de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

No mesmo ano, a Companhia investiu R\$ 3.214 milhões na construção de novos projetos, sendo: (i) R\$ 1.229 milhões no Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii) R\$ 973 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; (iii) R\$ 860 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iv) R\$ 136 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul e (v) R\$ 16 milhões em outros investimentos.

Por fim, foram investidos R\$ 143 milhões aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador, sendo R\$ 10 milhões desse montante designado especificamente para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para os próximos anos referem-se ao desenvolvimento dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, do Conjunto Eólico Campo Largo II, Conjunto Eólico Santo Agostinho, modernização da Usina Hidrelétrica salto Osório e à manutenção do parque gerador da Companhia.

#### *(ii) fontes de financiamento dos investimentos*

Os projetos setoriais, realizados pelas controladas, geralmente possuem financiamento da ordem de 50% a 70% do investimento total. O montante remanescente é coberto com recursos próprios, os quais, usualmente, resultam de aportes de capital da controladora, ENGIE Brasil Energia. A controladora capta recursos por meio de empréstimos bancários ou emissões junto ao mercado de capital que, usualmente, são destinados aos referidos aportes.

#### *(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos*

##### Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e Usina Termelétrica Pampa Sul

Como parte dos compromissos da Companhia com a descarbonização de seu portfólio, a sondagem de mercado para a identificação de potenciais compradores para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC), e para a Usina Termelétrica Pampa Sul (RS) continua em andamento. 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. Tais esforços possibilitaram à ENGIE avançar em negociações com a FRAM Capital (<https://www.framcapital.com/>), para quem a Companhia concedeu, com base em proposta apresentada por ela, o direito de exclusividade por 120 dias para realização de *due diligence* acerca da alienação. Os termos e condições finais da transação, caso as negociações sejam bem-sucedidas, estarão ainda sujeitos à aprovação da administração e acionistas da Companhia, bem como à aprovação das autoridades governamentais aplicáveis. Na hipótese de não concretização de uma operação de venda, o planejamento do descomissionamento faseado do Ativo – que continua em execução - será implementado.

A Usina 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.

***b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia***

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo Econômico ENGIE, a controladora ENGIE Brasil Participações (EBP) participa dos leilões e desenvolve os projetos hidrelétricos, mitiga os principais riscos e então transfere os projetos para a Companhia. O momento da transferência é determinado pelo estágio do perfil de risco de cada projeto.

Nesse contexto, a EBP, por meio da controlada Energia Sustentável do Brasil S.A. – que passou a se chamar Jirau Energia em janeiro de 2021 –, inaugurou a UHE Jirau em dezembro de 2016, em Porto Velho, estado de Rondônia (RO), com potência instalada de 3.750 MW. A UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento.

Em maio de 2017, a 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. (a ESBR Participações S.A. foi incorporada, e por consequência extinta, no ano de 2018 por sua controlada direta Energia Sustentável do Brasil S.A.), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

***c. Novos produtos e serviços***

***(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas***

Não aplicável.

***(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços***

Não aplicável.

***(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados***

Não aplicável.

***(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços***

Não aplicável.

Cabe mencionar que a Companhia, na condição de empresa geradora de energia elétrica autorizada à produção independente, e conforme a Lei nº 9.991/2010, e suas alterações posteriores, está obrigada a aplicar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida ajustada em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos têm esta destinação: (i) 40% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

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. Ao longo de 2020, foram aplicados R\$ 57 milhões no Programa, conforme a seguinte distribuição:

- R\$ 23 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);
- R\$ 11 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- R\$ 23 milhões para investimento em Projetos de P&D novos ou em andamento.

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).

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia visa à inovação tecnológica no setor energético e a capacitação técnico-científica de pesquisadores brasileiros, abrangendo temas de investimento, tais como: fontes alternativas de geração de energia elétrica, gestão de bacias e reservatórios, meio ambiente, manutenção e eficiência energética, entre outros.

#### **10.9 Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção**

##### **- 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.

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.

#### **- 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.

A seguir estão elencados os principais itens que estão sendo acompanhados pela Companhia.

#### **➤ 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. Para os 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, conseqüentemente, 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.

### ➤ **Implantação de novas usinas e de linhas de transmissão**

O Decreto nº 10.282, de 20.03.2020, regulamentou a Lei nº 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 nº 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.

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.

### ➤ **Adiamento de leilões de geração e transmissão**

Em 30.03.2020, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 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 nº 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.

### ➤ **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. 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.

### ➤ **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.

#### ➤ **Tributos**

O Governo Federal, em decorrência da pandemia, postergou o pagamento de PIS e Cofins (cumulativo e não cumulativo), por meio das Portarias ME nº 139, de 03.04.2020, e nº 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 nº 927, de 22.03.2020 e o diferimento da contribuição previdenciária pelas Portarias nº 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

#### ➤ **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.

#### **- Início da implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho**

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).

## ANEXO II – ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em milhares de reais

Fontes de recursos	A realizar			Total
	2021	2022	2023	
Retenção de lucros do exercício de 2019 (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
<b>Total das fontes</b>	<b>3.516.565</b>	<b>1.567.961</b>	<b>753.692</b>	<b>5.838.218</b>
<b>Aplicações</b>				
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	564026	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
<b>Total das aplicações</b>	<b>3.516.565</b>	<b>1.567.961</b>	<b>753.692</b>	<b>5.838.218</b>

## ANEXO III – PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO LUCRO

Artigo 9ª ICVM 481/09 – Parágrafo único, Inciso II – Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09:

### Destinação do lucro líquido do exercício

1) Informar o lucro líquido do exercício	R\$ 2.797 milhões (controladora)
2.a) Informar o montante global dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R\$ 2.017 milhões <sup>3</sup>
2.b) Informar o valor por ação dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R\$ 2,4717315830 por ação ordinária
3) Informar o percentual sobre o lucro líquido do exercício distribuído	Equivalente a 100% do lucro líquido ajustado <sup>4</sup>
4) Informar o montante global e o valor por ação de dividendos distribuídos com base em lucro de exercícios anteriores	Não aplicável.
5) Informar, deduzidos os dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados:	
a) O valor bruto de dividendos e juros sobre capital próprio, de forma segregada, por ação de cada espécie e classe	R\$ 610 milhões (R\$ 0,7471177357 por ação)
b) A forma e o prazo de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio	A ser submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) do dia 28.04.2021.

<sup>3</sup> O montante global dos dividendos, de R\$ 2.017 milhões, inclui os montantes de R\$ 1.232 milhões (R\$ 678 aprovados em 30.07.2020 e R\$ 554 aprovados em 15.12.2020) e 175 milhões relativos a dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio, respectivamente, indicados no item 6 “a”, e o montante de R\$ 610 milhões, relativo a dividendos adicionais propostos, indicado no item 5 “a”. O montante global dos dividendos é equivalente, portanto, a 100% do lucro líquido distribuível (desconsiderando os efeitos da repactuação do risco hidrológico).

<sup>4</sup> Lucro líquido ajustado corresponde ao lucro líquido do exercício, deduzido das Reservas Legal, de Incentivos Fiscais e de Lucros, ajustado pela realização do ajuste de avaliação patrimonial (custo atribuído do ativo imobilizado, conforme orientação estabelecida no CPC 27 e ICPC 10), pelos dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados, reconhecidos na conta “Lucros Acumulados e efeitos líquido da repactuação do risco hidrológico.

c) Eventual incidência de atualização e juros sobre dividendos e juros sobre capital próprio

Não aplicável.

d) Data da declaração de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio considerada para identificação dos acionistas que terão direito ao seu recebimento

A data da declaração de pagamento dos dividendos será definida na AGO.

6) Caso tenha havido declaração de dividendos ou juros sobre capital próprio com base em lucros apurados em balanços semestrais ou em períodos menores

a) Informar o montante dos dividendos ou juros sobre capital próprio já declarados

R\$ 1.232 milhões de dividendos intercalares e R\$ 175 milhões de crédito de juros sobre o capital próprio.

b) Informar a data dos respectivos pagamentos

O início do pagamento dos dividendos intercalares ocorreu em 29.01.2021 e dos juros sobre o capital será em 05.04.2021.

7) Fornecer tabela comparativa indicando os seguintes valores por ação de cada espécie e classe:

a) Lucro líquido do exercício e dos 3 exercícios anteriores

2020 = R\$ 3,4281105638  
2019 = R\$ 2,8310418867  
2018 = R\$ 2,8364772872

b) Dividendo e juros sobre capital próprio distribuído nos últimos 3 exercícios

2020 = R\$ 2,4717315830  
2019 = R\$ 1,5288117415  
2018 = R\$ 2,7851510063<sup>5</sup>

8) Havendo destinação de lucros à reserva legal

a) Identificar o montante destinado à reserva legal

R\$ 140 milhões

<sup>5</sup> Os dividendos e juros sobre o capital próprio por ação ordinária (em reais) foram calculados considerando a quantidade de ações de 31.12.2018.

b) Detalhar a forma de cálculo da reserva legal

Corresponde a 5% do lucro líquido do exercício.

9) Caso a companhia possua ações preferenciais com direito a dividendos fixos mínimos

Não aplicável.

10) Em relação ao dividendo obrigatório

a) Descrever a forma de cálculo prevista no estatuto

O estatuto social da Companhia prevê que em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% (trinta por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral.

- A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos intercalares com base nele.

- A Companhia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1º do artigo 182 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

- O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

- A Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, observando, para tanto, a legislação aplicável. As importâncias pagas ou creditadas pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputadas, nos termos da legislação aplicável, ao valor dos dividendos obrigatórios.

- Prescreve em 3 (três) anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados oportunamente, reverterão em benefício da Companhia.

b) Informar se ele está sendo pago integralmente

Sim

c) Informar o montante eventualmente retido

Não aplicável.

11) Havendo retenção do dividendo obrigatório devido à situação financeira da companhia

a) Informar montante da retenção

Não aplicável.

b) Descrever, pormenorizadamente, a situação financeira da companhia, abordando, inclusive, aspectos relacionados à análise de liquidez, ao capital de giro e fluxos de caixa positivos

Não aplicável.

c) Justificar a retenção dos dividendos

Não aplicável.

12) Havendo destinação do resultado para reserva de contingências

a) Identificar o montante destinado à reserva

Não aplicável.

b) Identificar a perda considerada provável e sua causa

Não aplicável.

c) Explicar por que a perda foi considerada provável

Não aplicável.

d) Justificar a constituição da reserva

Não aplicável.

13) Havendo destinação do resultado para reserva de lucros a realizar

a) Informar o montante destinado à reserva de lucros a realizar

Não aplicável.

b) Informar a natureza dos lucros não-realizados que deram origem à reserva

Não aplicável.

14) Havendo destinação do resultado para reservas estatutárias

a) Descrever as cláusulas estatutárias que estabeleceram a reserva

Não aplicável.

b) Identificar o montante destinado à reserva

Não aplicável.



c) Descrever como o montante foi calculado

Não aplicável.

15) Havendo retenção de lucros prevista em orçamento de capital

a) Identificar o montante da retenção

R\$ 639 milhões

b) Fornecer cópia do orçamento de capital

Apresentado no Anexo II desta Proposta da Administração

16) Havendo destinação de resultado para a reserva de incentivos fiscais

a) Informar o montante destinado à reserva

R\$ 35 milhões

b) Explicar a natureza da destinação

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e pela 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 nº 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	R\$ milhões
Lucro da exploração	257
Imposto de renda nominal (15%)	39
Adicional de imposto de renda	8
Imposto de renda calculado	47
Incentivo fiscal (%)	75%
Incentivo fiscal	35

17) Havendo destinação de resultado para aumento de capital social

a) Informar o valor do aumento

Não aplicável.

b) Informar o valor do novo capital social

Não aplicável.

c) Informar se houve emissão de novas ações

Não aplicável.

d) Explicar, pormenorizadamente, as razões do aumento de capital social

Não aplicável.

## ANEXO IV – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do formulário de referência

**13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos:**

*a. objetivos da política ou prática de remuneração informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado*

A Companhia segue as diretrizes do Grupo Controlador e as referências de remuneração obtidas por meio de pesquisas salariais realizadas por consultorias especializadas. O Conselho de Administração aprovou, em 19.02.2019, a Política de Remuneração dos Administradores, a qual encontra-se disponível no website da Companhia ([www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)).

A prática de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária, do Conselho Fiscal e Comitês visa atrair e reter profissionais e executivos alinhados com às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia. A prática considera a análise do mercado, os conhecimentos exigidos para o exercício da função, a complexidade das atividades e os resultados esperados que são baseados nos objetivos empresariais.

Adicionalmente, os membros dos Comitês, que fazem parte do quadro de pessoal da Companhia, não são remunerados para exercer tal função, exceto (i) pelo Líder do Comitê Estratégico, que recebe uma remuneração adicional mensal igual à dos membros do Conselho de Administração, no qual também participa como Conselheiro, e (ii) pelo Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas, cujos membros são remunerados quando da conclusão do trabalho para o qual foi instaurado.

*b. composição da remuneração*

*(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles*

A composição da remuneração total dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária, do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria Estatutário é proposta pela acionista controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., conforme critérios estabelecidos em nível global, podendo ser composta por remuneração fixa, bônus e incentivo de longo prazo. A remuneração máxima dos referidos órgãos da Administração é aprovada, anualmente, pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia, nos termos da Lei nº 6.404/76.

A composição da remuneração e a indicação dos membros de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração conforme segue:

### **Conselho de Administração**

A remuneração total do Conselho de Administração é composta dos itens abaixo, sendo o montante máximo global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas:

- Remuneração fixa (pró-labore): Composta por 13 parcelas mensais, as quais têm por objetivo a compensação direta pelos serviços prestados em linha com as práticas de mercado. Adicionalmente, o Líder do Comitê Estratégico, o qual também participa do Conselho de Administração, recebe uma remuneração fixa em decorrência de sua participação neste comitê;

- Remuneração variável: O Presidente do Conselho de Administração recebe uma parcela variável calculada com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros e operacionais. Tal remuneração está diretamente relacionada aos resultados de desempenho coletivos e individuais, tendo por objetivo a compensação do executivo pelos resultados atingidos, alinhados com às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia. Ainda, conforme definido em Acordo Coletivo de Trabalho, os membros titulares do Conselho de Administração, eleitos pelos empregados, poderão receber, ainda, remuneração variável calculada com base na média dos valores pagos aos colaboradores no exercício anterior, a título de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) e Bônus Gerencial. Conforme determinado no Estatuto Social, atualmente, a Companhia tem um membro titular do Conselho de Administração (e um suplente) eleitos pelos empregados; e

- Benefício pós-emprego: A Companhia é patrocinadora de plano de previdência complementar, no modelo de Contribuição Definida, administrado pela PREVIG, no qual 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. Tal remuneração objetiva oferecer um incentivo de longo prazo atrativo em linha com as práticas de mercado.

O pagamento do Presidente do Conselho é realizado pela controladora da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., com o qual mantém contrato individual de trabalho, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia.

A remuneração individual dos membros do Conselho de Administração não supera a remuneração individual dos membros da Diretoria Estatutária.

### **Diretoria Estatutária**

A remuneração dos membros da Diretoria Estatutária é dividida em parcelas fixas e variáveis e seu valor máximo anual é aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

- Remuneração fixa (pró-labore): Composta por 13,33 parcelas mensais, as quais têm por objetivo a compensação direta pelos serviços prestados. Adicionalmente, os benefícios oferecidos pela Companhia compõem a remuneração indireta, tais como: assistência à recuperação da saúde, *check-up* médico anual, auxílio à alimentação e seguro de vida. A remuneração fixa objetiva oferecer um pacote atrativo em linha com as práticas de mercado;

- Remuneração variável: O valor da remuneração variável, composta por bônus e participação nos lucros e/ou resultados, pode oscilar entre 40% e 81% da remuneração anual fixa, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas, tendo por objetivo recompensar os executivos pelos resultados de curto e médio prazo da Companhia. O pagamento ocorre no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício base, com base na avaliação de desempenho coletiva e individual;

- Benefício pós-emprego: A Companhia é patrocinadora de plano de previdência complementar, no modelo de Contribuição Definida, administrado pela PREVIG, no qual 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. Tal remuneração objetiva oferecer um incentivo de longo prazo atrativo em linha com as práticas de mercado; e

- Remuneração baseada em ações: A controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., oferece à Diretoria Estatutária um Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) atrelado ao desempenho de *Phantom Shares* e indicadores corporativos, ao final de 4 anos, e também às *Performance Shares* e à Política de Opção de Compra de Ações do Grupo. Essa remuneração objetiva oferecer um incentivo de longo prazo atrativo em linha com as práticas de mercado.

### **Diretoria Não Estatutária**

A Companhia não tem Diretoria Não Estatutária instalada.

### **Conselho Fiscal**

O pró-labore é composto por remuneração fixa, cujo valor é definido e aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais. O pró-labore não poderá ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos diretores executivos, sem considerar benefícios e remuneração variável. O objetivo de tal remuneração é o desempenho das funções requeridas ao Conselho Fiscal.

### **Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas**

A remuneração do Comitê é definida pelo Conselho de Administração por projeto, não superior a 1 (uma) remuneração adicional por mês aos integrantes que já ocuparem cargo na Companhia. Na convocação, o Conselho de Administração deve definir o prazo de funcionamento do Comitê e pagamento da remuneração.

Nos últimos 3 exercícios não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes deste Comitê.

### **Comitê de Auditoria Estatutário**

A remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário é definida pelo Conselho de Administração, sendo que todos os membros recebem remuneração fixa, paga em 13 parcelas iguais durante o exercício. Membros do Comitê de Auditoria Estatutário que exercem outras atribuições junto ao Conselho de Administração da Companhia, perceberão cumulativamente os honorários como membro do Conselho de Administração e como membro do Comitê de Auditoria Estatutário.

(ii) proporção de cada elemento na remuneração total em relação aos 3 últimos exercícios.

A participação da remuneração fixa, da remuneração variável e dos benefícios reconhecidos, em relação à remuneração total, está representada pelos percentuais a seguir:

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2020					
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual	75,3%	83,1%	100,0%	100,0%	81,5%
Salário ou pró-labore	69,6%	74,5%	100,0%	100,0%	74,5%
Benefícios direto e indireto	0,6%	8,6%	0,0%	0,0%	5,1%
Participações em comitês	5,1%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	16,0%	-3,0%	0,0%	0,0%	4,0%
Bônus	10,5%	-16,0%	0,0%	0,0%	-5,4%
Participação de resultados	5,5%	12,9%	0,0%	0,0%	9,4%
Participação em reuniões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Comissões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	2,9%	6,1%	0,0%	0,0%	4,6%
Cessação do cargo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Baseada em ações	5,8%	13,8%	0,0%	0,0%	10,0%
Total da remuneração	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.



**Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2019**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Remuneração fixa anual	71,4%	62,3%	100,0%	66,5%
Salário ou pró-labore	66,4%	54,9%	100,0%	60,2%
Benefícios direto e indireto	0,0%	7,4%	0,0%	4,6%
Participações em comitês	5,0%	0,0%	0,0%	1,7%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-
Remuneração variável	22,1%	12,4%	0,0%	15,4%
Bônus	16,8%	-3,6%	0,0%	3,6%
Participação de resultados	5,3%	16,0%	0,0%	11,8%
Participação em reuniões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Comissões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	0,6%	8,7%	0,0%	5,7%
Cessação do cargo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Baseada em ações	5,9%	16,6%	0,0%	12,4%
Total da remuneração	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP n  01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia   Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.

**Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2018**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Remuneração fixa anual	71,8%	68,3%	100,0%	70,6%
Salário ou pr�o-labore	66,8%	59,1%	100,0%	63,3%
Benefícios direto e indireto	0,0%	9,2%	0,0%	5,5%
Participações em comitês	5,0%	0,0%	0,0%	1,8%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-
Remuneração variável	22,9%	22,0%	0,0%	21,6%
Bônus	13,2%	-1,1%	0,0%	4,2%
Participação de resultados	9,7%	23,1%	0,0%	17,4%
Participação em reuniões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Comissões	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	0,9%	7,1%	0,0%	4,7%
Cessação do cargo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Baseada em ações	4,4%	2,6%	0,0%	3,1%
Total da remuneração	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.

*(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração*

Os montantes da remuneração dos membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária, Conselho Fiscal e dos Comitês da Companhia são propostos pela Controladora, conforme critérios estabelecidos em nível global e, posteriormente, aprovados na Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia. Tal montante não é alterado durante o exercício, pois é definido para cada ano conforme limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas para o exercício social (janeiro a dezembro).

A remuneração é definida de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo, com base em pesquisas de mercado realizadas periodicamente por consultorias especializadas.

*(iv) razões que justificam a composição da remuneração*

A Política de Remuneração dos Administradores, aprovada pelo Conselho de Administração em 19.02.2019, tem como finalidade estabelecer as diretrizes de compensação dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretoria Estatutária e Comitês da Companhia. Baseada nas práticas de mercado e visa atrair e reter profissionais e executivos compatíveis com as necessidades da Companhia.

*(v) existência de membros não remunerados pela Companhia e a razão para esse fato*

Não há membros não remunerados na Companhia que componham o Conselho de Administração, a Diretoria Estatutária, o Conselho Fiscal e os Comitês mencionados no item “13.1.a” desta Proposta.

*c. principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração*

No posicionamento da remuneração dos administradores em relação ao mercado são utilizados indicadores quantitativos e qualitativos, grau de contribuição aos resultados, desempenho geral e experiência.

A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros e operacionais do ano: evolução do EBITDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, despesas operacionais, solidariedade com os resultados da controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., etc.;
- indicadores individuais: cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros; e
- questões comportamentais e gerenciais: em 2019 a Companhia formalizou a Política de avaliação de desempenho para os membros do Conselho de Administração, a qual teve os resultados do exercício de 2020 consolidados e apresentados na Reunião do Conselho de Administração do dia 11.02.2021.

***d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho***

O pró-labore e os benefícios são estabelecidos em função de pesquisas de mercado e não são alterados durante o exercício, pois são definidos para cada ano dentro dos limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas para o exercício social (janeiro a dezembro).

A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros e operacionais do ano que representam em média 65% do valor anual; e
- indicadores individuais e questões comportamentais, que representam em média 35% do valor anual.

***e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazos***

O valor da remuneração variável anual dos executivos depende do cumprimento dos objetivos de curto prazo da Companhia.

Para objetivos de médio e longo prazos, a controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda., oferece à Diretoria Estatutária um ILP que contempla um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data da adesão ao plano. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do ILP, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista) e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data da adesão ao plano até o final do prazo de 4 anos, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não sejam atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, cujo pagamento é aprovado pelo Diretor Presidente da controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., no Brasil.

Ainda, o Grupo Econômico do qual a Companhia faz parte tem uma Política de Opção de Compra de Ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, destinada a todos os colaboradores da Companhia, e um programa de *Performance Shares* vinculado aos resultados futuros do Grupo, destinado aos executivos e profissionais chave.

***f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos***

Não há pagamentos realizados por subsidiárias pelo cargo ocupado na Administração da Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento à Diretoria ou ao Conselho de Administração da Companhia, exceto:

- Remuneração fixa mensal, variável, benefícios e contribuições decorrentes do contrato individual de trabalho mantido com o Presidente do Conselho de Administração, que acumula funções corporativas na Companhia. Tais custos são parcialmente reembolsados pela Companhia na proporcionalidade da dedicação do executivo às atividades;
- Os citados na letra “e”, plano de ações de desempenho (*Performance Shares*) e opções de compra de ações da ENGIE S.A., são de cunho corporativo e objetivam reforçar o engajamento dos colaboradores.

*g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia*

Não se aplica à Companhia.

*h. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria:*

*(i) os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam;*

A composição da remuneração e indicação dos membros de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração e aprovado anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas.

*(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos;*

A remuneração fixa utiliza como referência a mediana do mercado brasileiro, conforme pesquisas salariais de mercado realizadas anualmente junto a consultorias especializadas, com o objetivo de permitir comparações entre o valor pago aos executivos por empresas de porte e faturamento semelhantes, com maior participação das que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como com a observância da consistência interna no Grupo Controlador. A remuneração variável objetiva fornecer níveis de remuneração competitivos em relação aos praticados pelo mercado, retribuir os esforços na construção dos resultados e valores gerados pela Companhia, por meio de uma bonificação atrelada ao seu desempenho e motivar o cumprimento dos objetivos empresariais e estratégicos, refletindo a cultura e os valores da Companhia e de sua Controladora.

*(iii) com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor.*

Eventualmente a Companhia reavalia a aderência da Política com as necessidades identificadas e qualquer alteração ou atualização deve ser obrigatoriamente aprovada pelo Conselho de Administração, e tempestivamente comunicada à Comissão de Valores Mobiliários – CVM e às B3.

### 13.2 Remuneração total do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal reconhecida no resultado dos últimos 3 exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente:

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente em 31.12.2021 - Valores anuais em Reais					
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Comitê Auditoria Estatutário	Total
Nº total de membros ("b")	18	8	6	3	35
Nº de membros remunerados ("c")	18	8	6	3	35
Remuneração fixa anual	4.400.395,06	11.130.270,54	680.194,59	690.232,42	16.901.092,60
Salário ou pró-labore	3.967.827,13	10.180.367,34	680.194,59	690.232,42	15.518.621,47
Benefícios direto e indireto	84.925,00	949.903,20	-	-	1.034.828,20
Participações em comitês	347.642,93	-	-	-	347.642,93
Outros	-	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	1.001.347,17	4.552.889,51	-	-	5.554.236,69
Bônus	611.418,15	2.270.960,77	-	-	2.882.378,92
Participação de resultados	389.929,03	2.281.928,74	-	-	2.671.857,77
Participação em reuniões	-	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	150.433,47	809.269,01	-	-	959.702,48
Cessação do cargo	-	-	-	-	-
Baseada em ações	82.651,14	1.295.043,62	-	-	1.377.694,76
Total da remuneração	5.634.826,84	17.787.472,68	680.194,59	690.232,42	24.792.726,53

O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021. Dado que o exercício social de 2021 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo Ofício Circular CVM/SEP/Nº01/2021.

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo "benefício de qualquer natureza", não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.

Em 2021, será submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos administradores de até R\$ 30 milhões, dos quais R\$ 5 milhões correspondem a encargos sociais de ônus do empregador.

**Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2020 - Valores Anuais em Reais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Comitê Auditoria Estatutário	Total
Nº total de membros ("b")	16,58	7	5,33	2	30,91
Nº de membros remunerados ("c")	14,42	7	5,33	2	28,75
Remuneração fixa anual	4.122.247,48	7.234.778,13	635.924,55	421.441,07	12.414.391,23
Salário ou pró-labore	3.813.779,19	6.489.805,04	635.924,55	421.441,07	11.360.949,85
Benefícios direto e indireto	31.294,12	744.973,09	-	-	776.267,21
Participações em comitês	277.174,17	-	-	-	277.174,17
Outros	-	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	875.193,70	(265.217,37)	-	-	609.976,33
Bônus	573.315,10	(1.390.983,81)	-	-	(817.668,71)
Participação de resultados	301.878,60	1.125.766,44	-	-	1.427.645,04
Participação em reuniões	-	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	160.575,05	534.483,66	-	-	695.058,71
Cessação do cargo	-	-	-	-	-
Baseada em ações	319.266,00	1.201.736,12	-	-	1.521.002,12
Total da remuneração	5.477.282,23	8.705.780,54	635.924,55	421.441,07	15.240.428,39

O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021.

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo "benefício de qualquer natureza", não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.

Houve no exercício de 2020 uma reversão de R\$ 7.142.451,20 referente a provisão acumulada de bônus de exercícios anteriores na Diretoria Executiva.



**Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2019 - Valores Anuais em Reais**

	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Total</b>
Nº total de membros (“b”)	15,75	6,67	3	25,42
Nº de membros remunerados (“c”)	11,92	6,08	3	21
Remuneração fixa anual	3.996.649,87	6.281.667,88	470.139,18	10.748.456,93
Salário ou pró-labore	3.717.944,38	5.536.902,07	470.139,18	9.724.985,63
Benefícios direto e indireto	1.531,32	744.765,81	-	746.297,13
Participações em comitês	277.174,17	-	-	277.174,17
Outros	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-
Remuneração variável	1.234.715,87	1.251.150,68	-	2.485.866,55
Bônus	938.221,30	-363.013,92	-	575.207,38
Participação de resultados	296.494,57	1.614.164,60	-	1.910.659,17
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	35.248,95	879.135,81	-	914.384,76
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	332.036,40	1.674.925,00	-	2.006.961,40
Total da remuneração	5.598.651,09	10.086.879,37	470.139,18	16.155.669,64

O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021.

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.

Na Diretoria Estatutária um dos membros foi remunerado pela Controladora por 7 meses.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2018 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros ("b")	18	7	3	28
Nº de membros remunerados ("c")	12,33	6	3	21,33
Remuneração fixa anual	3.947.121,97	6.144.353,54	476.591,95	10.568.067,46
Salário ou pró-labore	3.670.402,54	5.318.310,10	476.591,95	9.465.304,59
Benefícios direto e indireto	1408,26	826.043,44	-	827.451,70
Participações em comitês	275.311,17	-	-	275.311,17
Outros	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-
Remuneração variável	1.257.114,03	1.973.911,15	-	3.231.025,18
Bônus	723.339,81	(102.003,02)	-	621.336,79
Participação de resultados	533774,22	2075914,17	-	2609688,39
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	50.552,80	641.826,96	-	692.379,76
Cessaçao do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	239.437,00	231.111,00	-	470.548,00
Total da remuneração	5.494.225,80	8.991.202,65	476.591,95	14.962.020,40

O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021.

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo "benefício de qualquer natureza", não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

O reembolso de 40% efetuado pela Companhia ENGIE Brasil Energia à Controladora engloba valores oriundos ao pagamento de ações ao Presidente do Conselho de Administração, enquanto Presidente da Controladora ENGIE Brasil Participações.

Para a Diretoria Estatutária, além dos valores citados, a Companhia provisionou R\$ 333.706,53 em 2018 – conforme Plano de Desligamento Voluntário para os diretores. Ainda para Diretoria Estatutária, a Companhia realizou uma reversão de R\$ 5.929.987,96 da provisão acumulada de bônus em 2018. Na Diretoria Estatutária um dos membros é remunerado pela Controladora.

### 13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal dos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente

#### Remuneração variável prevista para o Exercício Social de 2021

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	18	8
Número de membros remunerados	2	8
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	611.418,15	2.270.960,77
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	407.612,10	1.513.973,85
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	389.929,03	2.281.928,74
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	259.952,68	1.521.285,83

A partir do exercício 2021, no Conselho de Administração, apenas o Presidente do Conselho e o membro titular eleito pelos empregados percebem remuneração variável.

#### Reconhecido nos 3 últimos exercícios:

#### Remuneração variável – Exercício Social encerrado em 31.12.2020

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	16,58	7
Número de membros remunerados	3	7
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	619.170,70	1.942.693,94
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	412.780,47	1.295.129,30
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	432.139,14	2.018.195,56
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	288.092,76	1.345.463,71
Valor efetivamente reconhecido no resultado	875.193,70	(265.217,37)

No Conselho de Administração apenas Presidente do Conselho e os membros titular e suplente eleitos pelos empregados percebem remuneração variável.

## Remuneração variável – Exercício Social encerrado em 31.12.2019

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	15,75	6,67
Número de membros remunerados	3	6,08
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	578.427,06	1.733.165,31
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	385.618,04	1.155.443,54
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	421.862,99	1.766.312,78
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	281.242,00	1.177.541,85
Valor efetivamente reconhecido no resultado	1.234.715,87	1.251.150,68

No Conselho de Administração apenas Presidente do Conselho e os membros titular e suplente eleitos pelos empregados percebem remuneração variável.

## Remuneração variável – Exercício Social encerrado em 31.12.2018

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	18	7
Número de membros remunerados	3	6,00 (a)
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	557.568,03	1.591.308,58
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	371.712,02	1.060.872,38
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	406.614,93	1.702.470,15
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	271.076,62	1.134.980,10
Valor efetivamente reconhecido no resultado	1.257.114,03	1.973.911,15

(a) 1 membro era remunerado pela controladora da Companhia, motivo pelo qual sua remuneração não consta no quadro acima. Tais custos são parcialmente reembolsados pela Companhia na proporcionalidade da dedicação dos executivos às atividades estatutárias.

No Conselho de Administração apenas Presidente do Conselho e os membros titular e suplente eleitos pelos empregados percebem remuneração variável.

A partir do exercício social de 2018, a Companhia concedeu aos seus Diretores e Conselheiros de Administração eleitos pelos empregados participação nos lucros e resultados (PLR), após aprovação das demonstrações contábeis pela Assembleia Geral Ordinária, condicionada à obtenção de lucro líquido ou resultado operacional no exercício do ano anterior, ao cumprimento de metas empresariais e à aprovação do respectivo pagamento pela Assembleia Geral Ordinária, conforme previsto em Acordo Coletivo de Trabalho.

### 13.4 Plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente:

A Companhia oferece aos seus administradores Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) mantido pelo acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações Ltda. (“ENGIE Brasil Participações”).

**a. termos e condições gerais**

Conforme descrito nos itens 13.1 e 13.8, para objetivos de médio e longo prazos, a controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações, oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração, um ILP baseado em ações fantasma (*Phantom Shares*) da Companhia.

**b. principais objetivos do plano**

Os principais objetivos do ILP são 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.

**c. forma como o plano contribui para esses objetivos**

Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do ILP, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos. Os indicadores são: TSR – *Total Shareholder Return* (Retorno total para o acionista), e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

**d. como o plano se insere na política de remuneração da Companhia**

O ILP foi desenhado como forma de complementar o plano de ações por performance (*Performance Shares*) do acionista controlador indireto, grupo ENGIE, conforme descrito no item “13.15” desta Proposta. Trata-se de um bônus diferido específico, adicional ao pacote de remuneração fixa e variável estabelecido para os administradores da Companhia.

**e. como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo**

O ILP está atrelado a indicadores de desempenho da Companhia, quais sejam: TSR – *Total Shareholder Return* (Retorno total para o acionista), e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação), os quais são medidas de performance.

**f. número máximo de ações abrangidas**

Não há número máximo de ações abrangidas. O número máximo de *Phantom Shares* a serem distribuídas corresponde ao somatório do valor máximo individual conforme descrito no item “g” abaixo dividido pelo valor das ações.

**g. número máximo de opções a serem outorgadas**

Conforme descrito no item “h” abaixo, o valor do ILP (% do salário anual convertido em *Phantom Shares*) está limitado a 130% da faixa salarial da Companhia para o cargo do executivo somada ao ILP definido para aquele cargo na data de outorga. O salário base anual somado ao ILP ajustado não pode ultrapassar este limite.

**h. condições de aquisição de ações**

O ILP é destinado aos executivos da Companhia e do acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações, que mantenham contrato de administração e cargo na Diretoria Executiva das empresas. O acionista controlador determina anualmente quais executivos serão elegíveis ao ILP.

**i. critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício**

O valor de mercado das *Phantom Shares* é calculado através da média simples da cotação de fechamento da ação EGIE3 nos 3 meses anteriores à data de outorga. Ao término dos 4 anos do plano, o valor de mercado destas ações fantasma (novamente calculadas através da média do fechamento da EGIE3 nos 3 meses anteriores à data do término) será a base do valor da premiação a ser paga pelo atingimento das metas. A data de término será dia 15 do mês de março seguinte ao 4º ano do plano, após o fechamento dos resultados do exercício anterior.

O pagamento total do ILP é um percentual do valor das ações fantasma (*Phantom Shares*) ao final do ciclo. Este percentual será determinado pelos resultados alcançados nos dois indicadores de performance do plano, no período de 4 anos.

O plano utiliza dois indicadores, conforme metas definidas pelo acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações. Cada indicador tem peso e impacto de 50% nas ações fantasma conforme segue:

**a) TSR – Total Shareholder Return (peso 50% - metade das ações fantasma):**

- O TSR é baseado na variação da cotação da ação mais proventos (dividendos e juros sobre capital próprio) pagos por ação, durante um determinado período.
- O desempenho da Companhia neste indicador será comparado ao painel de empresas que participam do índice IBrX100 da bolsa de valores.
- O TSR será calculado através da metodologia de terceiros contratados pelo acionista controlador, ENGIE Brasil Participações. Tal metodologia poderá ser alterada em cada versão do plano quando as circunstâncias assim recomendarem.
- O montante de 50% do número total proposto de ações fantasma, será concedido de acordo com os seguintes critérios: nenhuma das 50% das ações fantasma se o valor acumulado do TSR for abaixo da mediana do grupo de empresas de comparação; 25% dos 50% das ações fantasma serão concedidas se o TSR acumulado da Companhia atingir um resultado igual ou maior que a mediana do grupo de empresas de comparação; 100% dos 50% das ações fantasma serão concedidas se a Companhia atingir um resultado maior ou igual ao terceiro quartil. Para resultados posicionados entre a mediana e o terceiro quartil, será aplicado um sistema linear pro-rata entre os valores mínimo e máximo (valores proporcionais entre 25% e 100% dos 50% disponíveis).

**b) EPS – Earnings per Share (peso 50% - metade das ações fantasma):**

- Será utilizado o valor acumulado do indicador *earnings per share* (EPS) – Lucro por Ação – no período estabelecido para o plano.
- A critério do acionista controlador, ENGIE Brasil Participações, o indicador poderá ser ajustado quando decisões estratégicas afetarem o plano causando um impacto significativo no indicador (EPS) durante o período de vigência do plano.
- Para o cálculo da premiação (ano N), a base de comparação será o Plano de Médio Termo N+1 a N+6, apresentado juntamente com Nv1 (ano atual).



O valor equivalente aos 50% do número proposto de ações fantasma referentes a este indicador será concedido de acordo com os seguintes critérios: nenhuma ação fantasma, se o valor acumulado do EPS for abaixo de 90% da meta; 33% dos 50% das ações (metade das outorgadas), se o valor acumulado do EPS for 90% da meta; 100% dos 50% das ações (metade das outorgadas), se o valor acumulado do EPS for igual a meta. Para resultados intermediários (entre 90% e 100% da meta) será aplicado um sistema linear pro-rata entre os valores mínimos e máximo para o cálculo das ações fantasma.

O valor do ILP (% do salário anual convertido em *Phantom Shares*) está limitado a 130% da faixa salarial da Companhia para o cargo do executivo somada ao ILP definido para aquele cargo na data de outorga. O salário base anual somado ao ILP ajustado não pode ultrapassar este limite.

**j. critérios para fixação do prazo de exercício**

O ILP estabelece que a duração do plano será de 4 anos, conforme metodologia proposta pela consultoria especializada responsável pelo desenho do plano em 2012.

**k. forma de liquidação**

O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. O pagamento do ILP aos Diretores Estatutários é realizado pela Companhia e ao Presidente do Conselho de Administração pela controladora direta, ENGIE Brasil Participações e reembolsado pela Companhia.

**l. restrições à transferência das ações**

Tendo em vista que o ILP prevê o pagamento de um bônus diferido específico baseado em ações fantasma (*Phantom Shares*), não é possível a transferência das ações.

**m. critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano**

O acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações, tem a prerrogativa de, a qualquer momento com ou sem comunicado prévia, modificar, alterar, corrigir, inserir ou eliminar as condições do ILP, assim como optar pela decisão do cancelamento para futuras concessões, independentemente de justificativa.

**n. efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações**

Os executivos que deixarem a Companhia antes do término do prazo de 4 anos de carência previsto no ILP estarão automaticamente renunciando ao direito a qualquer pagamento dentro do plano. Exceções serão aplicadas se ocorrer: término do vínculo com a Companhia para exercer atividades em outras empresas do Grupo ENGIE, para fins de aposentadoria por tempo de serviço ou invalidez, para adesão a programas de desligamento voluntário, em razão de desligamento sem justa causa por decisão da Companhia ou em decorrência de falecimento do executivo.

### 13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária

A Companhia tem remuneração baseada em ações reconhecida em seu resultado, conforme descrito item “13.4” desta Proposta. Trata-se do Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP), oferecido pela controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda. à Diretoria Estatutária.

Os membros do Conselho de Administração não são elegíveis à concessão de ações do Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) no exercício de suas funções na Companhia. Eventualmente poderão receber, enquanto Conselheiros, valores resultantes das ações concedidas durante o mandato de Diretor na Companhia.

#### Remuneração baseada em ações prevista para o exercício social corrente (2021)

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	18	8
Número de membros remunerados	1	6,00(a)
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	82.651,14	1.295.043,62
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não aplicável	Não aplicável

(a) O número de membros remunerados corresponde ao número de membros e ex-membros da Diretoria Executiva que receberam pagamento de ações concedidas quando do exercício do cargo na Diretoria Executiva da Companhia.

#### Remuneração baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2020

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	16,58	7
Número de membros remunerados	1	7,00(a)
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	319.266,00	1.201.736,12
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não aplicável	Não aplicável

(a) O número de membros remunerados corresponde ao número de membros e ex-membros da Diretoria Executiva que receberam pagamento de ações concedidas quando do exercício do cargo na Diretoria Executiva da Companhia.

## Remuneração baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2019

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	15,75	6,67
Número de membros remunerados	1	7(a)
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	332.036,40	1.674.925,00
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não aplicável	Não aplicável

(a) O número de membros remunerados corresponde ao número de membros e ex-membros da Diretoria Executiva que receberam pagamento de ações concedidas quando do exercício do cargo na Diretoria Executiva da Companhia. Desta forma, o número de remunerados pode ser superior ao número total de membros, uma vez que esta corresponde exclusivamente ao número de membros de 2019.

## Remuneração baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2018

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número total de membros	18	7
Número de membros remunerados	1	6
Preço médio ponderado de exercício:		
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	239.437,00	231.111,00
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não aplicável	Não aplicável

Para cada outorga que é reconhecida no resultado dos 3 (três) últimos exercícios sociais e do exercício social corrente

## Outorgas previstas para o exercício social corrente (2021)

	Diretoria Estatutária
Número total de membros	8
Data de outorga	15.03.2021
Quantidade de opções outorgada	37.286
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2025
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2025
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável

## Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2020

	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7
Data de outorga	15.03.2020
Quantidade de opções outorgada	34.620
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2024
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2024
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável
Valor das opções na data da outorga (média simples do preço de fechamento nos 3 meses que antecederam a outorga)	R\$50,63

## Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2019

	Diretoria Estatutária
Número total de membros	6,67
Data de outorga	15.03.2019
Quantidade de opções outorgada	28.841
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2023
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2023
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável
Valor das opções na data da outorga (média simples do preço de fechamento nos 3 meses que antecederam a outorga)	R\$39,50

## Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2018

	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7
Data de outorga	15.03.2018
Quantidade de opções outorgada	37.770
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2022
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2022
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável
Valor das opções na data da outorga (média simples do preço de fechamento nos 3 meses que antecederam a outorga)	R\$36,67

### 13.6 Opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social

Até a data de apresentação deste documento, não há opção em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária.

### 13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

Não houve opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações nos 3 últimos exercícios sociais.

### 13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens “13.5” a “13.7”, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

O Plano de Incentivo de Longo Prazo (“ILP”) é proposto anualmente pelo acionista controlador direto, ENGIE Brasil Participações Ltda., considerando os seguintes parâmetros:

- O valor individual será estabelecido por meio de um percentual do salário base anual do executivo.
- Do valor do “ILP” será deduzido o valor nominal na data de outorga do plano de ações por performance da ENGIE S.A. (*Performance Shares*) concedido no ano anterior. Desta forma, uma parcela do incentivo de longo prazo estará atrelada aos resultados do Grupo ENGIE, acionista controladora indireta da Companhia.
- O valor resultante será convertido em um número de ações fantasma (*Phantom Shares*) de acordo com o valor de mercado da ação da Companhia (EGIE3), determinando a base para o montante do prêmio a ser pago pelo alcance dos objetivos na data do término do plano.

#### a) modelo de precificação

Para cálculo de outorga das ações fantasma (*Phantom Shares*) considera-se o valor de mercado da ação, sendo calculado por meio da média simples da cotação de fechamento da EGIE3 nos 3 meses anteriores à data de outorga. A data de outorga é a mesma estabelecida no plano das ações por performance (*Performance Shares*) do acionista controlador indireto, ENGIE S.A., geralmente no mês de dezembro de cada ano.

#### b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Enquanto o plano estiver vigente, o número de ações atribuídas para a determinação do valor do incentivo poderá ser aumentado proporcionalmente baseado no valor da ação quando a empresa pagar a seus acionistas os dividendos e juros sobre capital próprio. Tal ajuste será realizado por meio do cálculo do *dividend yield* do preço de fechamento da ação EGIE3 na data.

O valor exato do incentivo será calculado por meio da seguinte fórmula:  $(\% \text{ SB} - \text{VF PSP}) / \text{Valor da ação EGIE3 na data de início do plano} = \text{X Número de ações fantasma (Início)}$ . Sendo que:

- % SB significa um % do salário base anual variando pela grade salarial do executivo na data de início do plano;
- VF PSP representa o valor de face das ações por performance (*Performance Shares*) da ENGIE S.A. concedidas no ano anterior, com cotação e câmbio EUR/BRL da data de outorga destas ações.
- Valor da ação EGIE3 conforme detalhado no item “a” desta seção

#### c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não há previsão de exercício antecipado no modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

**d) forma de determinação da volatilidade esperada**

Não aplicável ao modelo de plano de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo, uma vez que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

**e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo**

O pagamento total do ILP será um percentual do valor das ações ao final do ciclo. Este percentual será determinado pelos resultados alcançados nos dois indicadores de desempenho do plano, no período de 4 anos do plano: TSR – *Total Shareholder Return* (peso 50% - metade das ações fantasma) e EPS – *Earnings per Share* (peso 50% - metade das ações fantasma).

Ao término dos 4 anos do plano, o valor de mercado destas ações (novamente calculadas por meio da média do fechamento da EGIE3 nos 3 meses anteriores à datado término) será a base do valor da premiação a ser paga pelo atingimento das metas. A data de término será dia 15 do mês de março seguinte ao 4º ano do plano, após o fechamento dos resultados do exercício anterior.

**13.9 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social**

Em 31.12.2020, a Companhia possuía 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O quadro abaixo demonstra a quantidade de ações e outros valores mobiliários detidos por membros dos Conselhos e Diretores da Companhia:

Órgão	Quantidade de ações detidas, em 31.12.2020		
	Ações Ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Conselho de Administração	44.455	-	44.455
Diretoria Estatutária	6.100	-	6.100
Conselho Fiscal	3.315	-	3.315
<b>Total</b>	<b>53.870</b>	<b>-</b>	<b>53.870</b>

As ações detidas por estes membros correspondem a 0,006602% das ações emitidas.

A cotação da ação em 31.12.2020 era de R\$ 43,94 por ação.



### 13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos Diretores Estatutários

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	16,58	7
Número de membros remunerados	1	7
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	0	0
Condições para se aposentar antecipadamente	1	4
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	865.336,81	7.469.675,03
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	36.787,82	552.123,70
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não aplicável	Não aplicável

### 13.11 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal, dos 3 últimos exercícios sociais

	Conselho de Administração			Diretoria Estatutária			Conselho Fiscal			Comitê de Auditoria Estatutário		
(Valores em Reais)	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Nº de membros	16,58	15,75	18	7	6,67	7	5,33	3	3	2	0	0
Nº de membros remunerados	14,42	11,92	12,33	7	6,08	6	5,33	3	3	2	0	0
Valor da maior remuneração	2.193.509,56	2.090.450,34	1.328.556,72	2.361.439,08	2.535.148,05	2.049.432,02	146.751,80	156.713,06	158.863,98	150.514,67	-	-
Valor da menor remuneração	138.587,02	138.587,02	137.655,52	968.711,77	914.262,94	883.203,01	146.751,80	156.713,06	158.863,98	150.514,67	-	-
Valor médio da remuneração	379.839,27	469.685,49	445.598,20	1.243.682,93	1.659.026,21	1.498.533,78	119.310,42	156.713,06	158.863,98	210.720,54	-	-

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante todo o exercício apurado.

O valor médio da remuneração no Conselho Fiscal em 2020 inferior à menor remuneração é decorrente do início do pagamento aos membros suplentes no meio do exercício, onde se definiu remuneração de 50% do valor atribuído mensalmente ao titular.

A maior e menor remuneração do Comitê de Auditoria Estatutário reflete a soma dos 8 meses de pagamento no exercício 2020 a partir da sua criação. O valor médio da remuneração no Comitê de Auditoria Estatutário em 2020 superior à maior remuneração é decorrente do período menor que 12 meses no exercício a partir da sua criação.

**13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia**

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

**13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto**

A remuneração dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 63%, 69% e 82% do total da remuneração do Conselho de Administração nos anos de 2020, 2019 e 2018 respectivamente.

No Conselho Fiscal, não há membros que são considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia nos últimos 3 anos.

**13.14 Valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados, em relação aos 3 últimos exercícios sociais**

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam, nos 3 últimos exercícios sociais.

**13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos, em relação aos 3 últimos exercícios sociais**

O Grupo Econômico Controlador da Companhia, ENGIE S.A., mantém um programa de concessão de ações por desempenho (*Performance Shares*), que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, aos executivos e profissionais seniores.

No quadro a seguir, demonstra-se a média de atribuições de ações do Grupo Econômico Controlador aos membros da Diretoria Executiva da Companhia:

**Exercício social 2020 – Remuneração Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Controladores diretos e indiretos	-	122.958,57	-	-	122.958,57
Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-

**Exercício social 2019 – Remuneração Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	152.502,86	-	152.502,86
Controladas da Companhia	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

**Exercício social 2018 – Remuneração Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	165.713,20	-	165.713,20
Controladas da Companhia	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

### 13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Conforme Ofício Circular/CVM/SEP nº 01/2021, os encargos sociais de ônus do empregador não estão abrangidos pelo “benefício de qualquer natureza”, não integrando os montantes de remuneração global ou individual nas tabelas de remuneração deste item.

Os encargos sociais apartados das tabelas deste item para os exercícios 2021, 2020, 2019 e 2018 foram de R\$ 5.207.273,47, R\$ 3.242.642,25, R\$ 4.308.126,74 e R\$ 3.005.932,05, respectivamente.

#### Média anual de membros total de cada órgão

##### Ano de 2020

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário
Janeiro	17	7	4	0
Fevereiro	17	7	4	0
Março	17	7	4	0
Abril	17	7	4	0
Maio	17	7	6	3
Junho	16	7	6	3
Julho	16	7	6	3
Agosto	16	7	6	3
Setembro	16	7	6	3
Outubro	16	7	6	3
Novembro	17	7	6	3
Dezembro	17	7	6	3
<b>Total</b>	<b>199</b>	<b>84</b>	<b>64</b>	<b>24</b>
<b>Média anual de membro</b>	<b>16,58</b>	<b>7</b>	<b>5,33</b>	<b>2</b>

##### Ano de 2019

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Janeiro	15	7	3
Fevereiro	15	7	3
Março	16	7	3
Abril	15	6	3
Maio	15	6	3
Junho	15	6	3
Julho	15	6	3
Agosto	15	7	3
Setembro	17	7	3
Outubro	17	7	3
Novembro	17	7	3
Dezembro	17	7	3
<b>Total</b>	<b>189</b>	<b>80</b>	<b>36</b>
<b>Média anual de membro</b>	<b>15,75</b>	<b>6,67</b>	<b>3</b>

## Ano de 2018

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Janeiro	18	7	3
Fevereiro	18	7	3
Março	18	7	3
Abril	18	7	3
Maio	18	7	3
Junho	18	7	3
Julho	18	7	3
Agosto	18	7	3
Setembro	18	7	3
Outubro	18	7	3
Novembro	18	7	3
Dezembro	18 (a)	7	3
<b>Total</b>	<b>216</b>	<b>84</b>	<b>36</b>
<b>Média anual de membro</b>	<b>18</b>	<b>7</b>	<b>3</b>

(a) Em 19.12.2018, a Companhia comunicou ao mercado a renúncia dos conselheiros Claude Emile Jean Turbet e Natacha Herrero Et Guichard Marly. Em decorrência, o Conselheiro Suplente Leonardo Augusto Serpa passou a exercer a titularidade do cargo de membro do Conselho, em substituição ao Claude Emile Jean Turbet. O cargo da Natacha Herrero Et Guichard Marly permaneceu vago de 19.12.2018 a 31.12.2018. Dessa forma, para fins de apuração de média, a Companhia considera que o Conselho de Administração foi composto por 18 membros em dezembro de 2018.



---

## ANEXO V – POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

---

Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2018

### 14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia

#### *a. política de salários e remuneração variável*

##### **Política de remuneração:**

A política de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às práticas de mercado, que atenda aos interesses da Companhia e de seus empregados. Dessa forma, a Companhia considera os seguintes aspectos:

- O valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor desse trabalho no mercado;
- A remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

##### **Sistema de remuneração variável:**

Em complemento ao pagamento de remuneração fixa, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável determinado em função da realização dos objetivos empresariais e do percentual de alcance das metas vinculadas aos mesmos. Esta mensuração é realizada anualmente, por meio dos resultados financeiros da Companhia, da avaliação de desempenho individual e de cada área da Companhia. Neste contexto, a remuneração variável é composta por:

- Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR): aplicável a todos os empregados da Companhia e condicionada aos resultados empresariais, medidos pelo EBITDA do período, além de atingimento de metas departamentais e avaliação dos comportamentos aderentes à cultura organizacional. Estes critérios são negociados com os sindicatos e estabelecidos no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). O pagamento da PLR propicia a prática de valores de remuneração competitivos quando comparados aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.
- Programa de Bônus Gerencial: aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial, o programa é atrelado ao atendimento dos objetivos empresariais e metas da área e estará condicionado ao percentual de alcance delas.

A proposta da administração contempla o valor de até R\$ 43,4 milhões a título de PLR dos empregados, relativa ao exercício de 2020, a ser distribuído de acordo com os critérios definidos no Sistema de Remuneração da Empresa e Acordos Coletivos de Trabalho.