

ENGIE Brasil Energia S.A.

Proposta da Administração

para a Assembleia Geral Ordinária de

28.04.2022

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

EGIE B3 LISTED NM
IBOVESPA B3 IEE B3 ITAG B3 ISE B3 ICO2 B3
TROFÉU TRANSPARÊNCIA 25 ANOS

ÍNDICE

Proposta da Administração para a Assembleia Geral Ordinária 3

ANEXO I – COMENTÁRIO DOS ADMINISTRADORES 6

10.1 Condições financeiras e patrimoniais gerais 6
10.2 Comentários dos Diretores sobre: resultado das operações da Companhia, variação da receita, impacto da inflação, câmbio e juros 58
10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes 66
10.4 Comentários dos Diretores sobre práticas contábies 72
10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia 73
10.6 Descrição pelos Diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia 75
10.7 Comentários dos Diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 76
10.8 Principais elementos do plano de negócios da Companhia: 76
10.9 Comentar sobre outros fatores 79

ANEXO II – PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO LUCRO 82

ANEXO IV – COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO 87

12.5/6 Composição e experiência profissional do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal 87
12.7/8 Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração 101
12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas 103
12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia 103
12.12 Outras informações relevantes 105

ANEXO IV – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES 106

13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, Diretoria, Conselos e Comitês da Companhia 106
13.2 Remuneração total do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal 115
13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal 119
13.4 Plano de remuneração baseado em ações 121
13.5 Remuneração baseada em ações 124
13.6 Opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária 126
13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária 126

13.8 Descrição sumária das informações para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.5" a "13.7" 127
13.9 Quantidade de ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, detidas por membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal 128
13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos Diretores Estatutários 129
13.11 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal 130
13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização 131
13.13 Percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia 131
13.14 Valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal 131
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 131
13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes 133
ANEXO V – POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS 135
14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia 135

PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 28 DE ABRIL DE 2022, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) N° 481, DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09), E SUAS ALTERAÇÕES POSTERIORES

Segundo o artigo 9° 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 9° da ICVM 481/09)**

As Demonstrações Contábeis Anuais Completas, que incluem o Relatório da Administração, foram arquivadas na CVM e B3 no dia 14.02.2022 e foram publicadas nos jornais Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e Notícias do Dia, versão online. Adicionalmente, em versão resumida, foram publicadas na versão impressa do Jornal Notícias do Dia, de acordo com a Orientação CVM 39/21 e alterações no artigo 289, I e II, da Lei n° 6.404, de 15 de dezembro de 1976, introduzidas pela Lei n° 13.818, de 24 de abril de 2019, com vigência a partir de 1° de janeiro de 2022, no dia 28.03.2022. Tais documentos também estão disponíveis nestes websites: da Companhia (www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras/), da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (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 9° 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 9° 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 9° 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 9° - Inciso I, da ICVM 481/09)**

O formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) foi publicado pela Companhia no dia 14.02.2022, 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/), da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br).

- **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 9° - Inciso II, da ICVM 481/09)**

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

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

O Parecer do Comitê de Auditoria Estatutário 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 10° 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 10° - Inciso I, da ICVM 481/09)**

Os mencionados dados estão apresentados no anexo III deste documento. Nesta Assembleia serão propostas definir em 9 (nove) a quantidade de membros titulares e suplentes do Conselho de Administração; a reeleição dos atuais membros, cujas informações estão indicadas nos itens 12.5 a 12.10; eleger os Srs. Maurício Stolle Bähr e Paulo Jorge Tavares Almirante como presidente e vice-presidente do Conselho de Administração, respectivamente; e a caracterização de membros independentes do(a)s Sr(a)s. Karin Koogan Breitman, Dirk Achiel Marc Beeuwsaert, Manoel Eduardo Lima Lopes e Paulo de Resende Salgado, titulares, e Manoel Arlindo Zaroni Torres, Antonio Alberto Gouvêa Vieira e Raquel da Fonseca Cantarino, suplentes.

O Estatuto da Companhia, no art. 30, prevê que o Conselho Fiscal não terá funcionamento permanente, instalando-se somente a pedido dos acionistas, na forma da lei. Caso instalado, o Conselho Fiscal será constituído de até 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, com mandato de 1 (um) ano. À Assembleia Geral que vier a instalar o Conselho Fiscal, caberá fixar a respectiva remuneração, observado o mínimo legal.

Desta forma, nesta Assembleia ocorrerá a decisão da instalação ou não deste Conselho e, caso instalado, terá como membros indicados pela Administração os apresentados no anexo IV deste documento.

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 12° da ICVM 481/09):

- **Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido Formulário de Referência (artigo 12° - 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 2021**

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 9° da ICVM 481/09) e nas hipóteses a que se refere o art. 21-A (Inciso II do artigo 10° 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 28.03.2022, 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) e da B3 (www.b3.com.br).

- **Aprovar a suspensão das publicações ordenadas pela Lei n° 6.404/76 e suas alterações no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina.**

Em atenção as alterações no artigo 289, I e II, da Lei n° 6.404, de 15 de dezembro de 1976, introduzidas pela Lei n° 13.818, de 24 de abril de 2019, com vigência a partir de 1° de janeiro de 2022, a Administração da Companhia propõe a aprovação da suspensão das publicações legais no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina. Caso a proposta seja aprovada, os documentos passarão a ser publicado apenas no jornal Notícias do Dia, versões impressa e digital.

Artigo 9° 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 2021, 2020 e 2019, 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, 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 31.12.2021

O ano de 2021 foi marcado, pelos efeitos da continuidade da pandemia provocada pela Covid-19 e pela crise hídrica enfrentada pelo País. Esse contexto comprovou a importância da estratégia de diversificação dos negócios e da expansão de outras fontes renováveis, especialmente eólica e solar. A Companhia entregou crescimento em transmissão e geração eólica, avançou na descarbonização, além de mitigar o impacto em volume de vendas em ano com déficit de geração hidrelétrica de cerca de 27%.

Em 2021, a Companhia realizou investimentos alinhados com sua estratégia de diversificação, dos quais se destacam os projetos dos Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul, os Conjuntos Eólicos Campo Largo II e Santo Agostinho – Fase I, a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório, além da aquisição de participação societária no projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. E, já em 2022, a Companhia realizou a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta.

Ainda em linha com a estratégia de descarbonização da Companhia, ocorreu a alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante"), a qual detém a totalidade dos ativos que compõem o Complexo Termelétrica Jorge Lacerda e a constituição de *impairment* relativo à subsidiária Usina Termelétrica Pampa Sul S.A., devido aos esforços para a realização da venda em 2022.

Somado ao descrito anteriormente, houve o reconhecimento, em 2021, dos efeitos das Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, que possibilitaram a recuperação de custos relativos à repactuação do risco hidrológico, totalizando R$ 1.591 milhões.

Dentro desse contexto, o Ebitda ajustado atingiu R$ 7.217 milhões, incremento de 12,3%, em relação ao ano anterior, e a margem Ebitda ajustada apresentou aumento de 4,7 p.p., passando de 52,8% em 2020 para 57,6% em 2021, apesar do cenário hidrológico desafiador. Já o lucro líquido apresentou redução de 44,0%, totalizando, em 2021, R$ 1.565 milhões, majoritariamente em decorrência do *impairment* reconhecido e dos impactos da aceleração da inflação, que se refletem na atualização monetária das concessões a pagar, das dívidas e demais despesas financeiras. Com relação aos efeitos de inflação, ressaltamos que a indexação dos contratos de venda de energia elevou em 4,9% o preço médio de venda de energia, líquido dos encargos, o que tende a neutralizar os efeitos inflacionários sobre os resultados no médio prazo. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, líquidos dos tributos, o lucro líquido ajustado de 2021 seria de R$ 2.369 milhões, decréscimo de 11,8% sobre o lucro líquido ajustado de 2020.

Reconciliação do Ebitda ajustado:

Valores em R$ milhões	**31.12.2021**	**31.12.2020**	**31.12.2019**
Lucro Líquido	1.565	2.797	2.311
(+) Imposto de renda e contribuição social	255	890	777
(+) Resultado Financeiro	3.079	1.882	1.207
(+) Depreciação e Amortização	1.042	915	863
Ebitda	**5.941**	**6.484**	**5.158**
Efeitos não recorrentes			
(+) *Impairment*	1.076	99	5
(+) Alienação de subsidiária	200	-	-
(+) Ganho de ação judicial	-	(84)	-
(+) Crédito extemporâneo de incentivos fiscais	-	(72)	-
(+) Receita por descumprimento contratual	-	-	(321)
Ebitda Ajustado	**7.217**	**6.427**	**4.842**

Adicionalmente aos itens comentados anteriormente, os fatores a seguir citados também sustentam as condições patrimonial e financeira da Companhia:

- Repactuação do risco hidrológico – ao fim de 2020, a Administração da Companhia aprovou a adesão das usinas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pelas Resoluções Normativas Aneel n° 895/2020 e n° 930/2021, a qual 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. Adicionalmente, em julho de 2021, foi publicada a Lei n° 14.182, que trata, dentre outros temas, sobre a retroatividade dos efeitos do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF) dos prejuízos causados entre 2012 e 2014 para as usinas hidrelétricas contratadas no mercado regulado. Como compensação, os geradores têm direito à extensão do prazo de concessão, limitada a 7 anos. Diante disso, em 2020 e 2021 foram reconhecidos ativos intangíveis, correspondentes ao direito de extensão das concessões, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico" da demonstração do resultado, nos montantes de R$ 968 milhões e R$ 1.591 milhões, respectivamente.

- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Capacidade instalada – a Companhia, em 31.12.2021, possuía capacidade instalada de 8.218,7 MW e operava um parque gerador de 9.939,4 MW, composto de 68 usinas operadas pela Companhia, sendo, 11 hidrelétricas, 49 eólicas, três a biomassa, duas solares fotovoltaicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e uma termelétrica convencional. Destes parques geradores, 64 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. Ao final de 2021, a Companhia tinha 95,8% de sua capacidade instalada proveniente de fontes renováveis. O aumento, se comparado com o ano anterior, é resultado do processo, em curso, de descarbonização do portfólio da ENGIE no Brasil. Em outubro de 2021, foi concluída a venda da Diamante, detentora do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. No mesmo movimento, a Companhia continua a avaliar propostas para a venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, no Rio Grande do Sul, com vistas a uma geração 100% renovável ainda em 2022.
- Implantação de projetos eólicos – ao longo de 2021, a Aneel autorizou o início da operação do Conjunto Eólico Campo Largo II, composto por 11 usinas eólicas, cuja capacidade instalada e garantia física total é de 361,2 MW e 192,5 MW médios, respectivamente, e a energia está totalmente direcionada ao mercado livre. Adicionalmente, neste mesmo ano, a Companhia iniciou a implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, o qual terá capacidade instalada de 434,0 MW. O investimento estimado é de, aproximadamente, R$ 2 bilhões e o início da operação comercial deve ocorrer até março de 2023.
- Na área de infraestrutura, em agosto de 2021 ocorreu a energização das primeiras linhas e subestações do Sistema de Transmissão Gralha Azul, adiantando em 16 meses o prazo de entrega estipulado pela Aneel. Ao fim de 2021, a implantação deste Sistema atingiu 98,7% de avanço geral. Já em Novo Estado, ao final de 2021, o avanço geral estava em 91,5%, sendo que em dezembro de 2021 houve a energização de sua primeira subestação.
- O ano de 2021 ainda foi marcado pelos efeitos da pandemia da Covid-19, doença causada pelo novo coronavírus. Assim como em 2020, no ano de 2021, a Companhia não apurou impactos significativos decorrentes da pandemia em seus resultados.

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 investiu em 2020 em três grandes projetos, o Conjunto Eólico Campo Largo II e os Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul.

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 ajustado pelos efeitos não recorrentes alcançado pela Companhia em 2020 foi de R$ 6.427 milhões, um aumento de 32,7% ou R$ 1.585 milhões se comparado ao exercício de 2019. Este acréscimo é motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos: (i) crescimento do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) crescimento dos resultados do segmento de transmissão de energia; e (iii) 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 pelo seguinte efeito negativo oriundos do segmento de *trading*. Adicionalmente foram verificados os seguintes efeitos não recorrentes no ano de 2020: recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial, em 2020; acréscimo nos valores de *impairment*, entre os anos em comparação; e na controlada em conjunto TAG efeito não recorrente referente a reconhecimento de créditos extemporâneos.

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 ajustado alcançado pela Companhia em 31.12.2019 foi de R$ 4.842 milhões, um aumento de 10,9% ou R$ 475 milhões se comparado ao exercício de 2018. 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.

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	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Endividamento bruto[1]	20.587	16.672	14.437
(-) Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	5.975	4.886	4.245
Endividamento líquido	14.612	11.786	10.192
Endividamento bruto não circulante[2] (% do endividamento bruto)	83,0%	89,0%	81,0%
Patrimônio líquido	7.933	7.741	6.999
Grau de alavancagem[3]	64,8%	60,4%	59,3%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido / passivo total)	20,8%	22,0%	23,2%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	79,2%	78,0%	76,8%

(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).

Em 31.12.2021, a dívida bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 20.587 milhões — aumento de 23,5% (R$ 3.915 milhões) comparativamente à posição de 31.12.2021. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2021 era de 6,9 anos.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2021: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R$ 2.794 milhões, destinados, principalmente, à construção dos Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul e do Conjunto Eólico Campo Largo II; (ii) empréstimo no valor de R$ 530 milhões, para formação de capital de giro da Companhia e para o pagamento antecipado dos financiamentos da Usina Hidrelétrica São Salvador e das controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Trairí; e (iii) R$ 762 milhões da 2ª emissão de debêntures da UTE Pampa Sul e emissão da ENGIE Brasil Energia. Adicionalmente aos efeitos citados, foram incorridos de R$ 2.244 milhões em encargos e variação monetária; e amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures de R$ 2.415 milhões.

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os Diretores da Companhia, considerando o seu perfil de 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	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Ebitda Ajustado	7.217	6.427	4.842
Despesa financeira	3.360	2.137	1.353
Resultado financeiro	3.079	1.882	1.206
Endividamento bruto	20.587	16.672	14.437
Endividamento líquido	14.612	11.786	10.192
Endividamento líquido / Ebitda Ajustado	2,0	1,8	2,1
Endividamento bruto / Ebitda Ajustado	2,9	2,6	3,0
Ebitda Ajustado / Despesa financeira	2,1	3,0	3,6
Fluxo de caixa operacional	1.990	1.342	3.621

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 31.12.2021, é de R$ 14.612 milhões e corresponde a 2,0 vezes o Ebitda ajustado pelos efeitos não recorrentes apurado em 2021, de R$ 7.217 milhões. Adicionalmente, a Companhia apurou fluxo de caixa operacional positivo de R$ 1.990 milhões em 2021. 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 negativa, 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 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. Em 2021, 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*, e recursos oriundos de emissão de debêntures.

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**	**31.12.2021**	**31.12.2020**	**31.12.2019**
Controladora:						
Moeda nacional:						
NIB	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	33	60	87
Repasse BNDES (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	2	3	5
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a.[a]	10.2023	Mensais	-	47	64
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a.(a)	07.2020	Mensais	-	-	44
Moeda estrangeira (dólar):						
HSBC	7,3706% a.a. com *swap* para 3,3900% a.a.	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	524	540	514
Scotiabank III	3,3600% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R$ 5,8580	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	560	541	414
BNP Paribas II	3,5476% a.a. com NDF de dólar pré-fixado de R$ 5,8550	05.2022	Principal: 05.2022 Juros: Semestrais	280	270	207
Scotiabank I	3,3710% a.a. com NDF de dólar Dólar pré-fixado de R$ 5,8358 (05.2022) e R$ 6,1535 (11.2022)	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	1.122	1.095	831
BNP Paribas IV	2,73% a.a. com *swap* para CDI + 1,33% a.a.	04.2023	Principal: 04.2023 Juros: Semestrais	566	533	-
BNP Paribas III	2,54% a.a. com *swap* para CDI + 1,70% a.a.	03.2024	Principal: 03.2024 Juros: Semestrais	719	681	-
MUFG V	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025 ambos com *swap* para CDI + 1,32% a.a.	10.2025	Principal: 50% em 10.2024 e 50% em 10.2025 Juros: Semestrais	501	467	-
Scotiabank IV	2,002% a.a. com swap para CDI + 1,35% a.a.	07.2026	Principal: 07.2026 Juros: Semestrais	567	-	-
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
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
HSBC VI	8,459% a.a. com *swap* para 103% do CDI	10.2020	Principal: 10.2020 Juros: Semestrais	-	-	342
MUFG IV	3,712% a.a. com *swap* para 101% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais	-	-	407
BNP Paribas I	3,684% a.a. com *swap* para 102% do CDI	04.2020	Principal: 04.2020 Juros: Semestrais	-	-	406

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Venc.**	**Principal e juros**	**31.12.2021**	**31.12.2020**	**31.12.2019**
Controladas:						
Moeda nacional:						
Companhia Energética Estreito						
BNDES	TJLP + 1,89% a.a.[a]	09.2029	Mensais	-	-	540
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 2,95% a.a.[a]	09.2029	Mensais	-	-	367
Ferrari						
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a.[a]	07.2032	Mensais	50	54	59
BNDES	TJLP + 1,91% a.a.[a]	06.2021	Mensais	-	-	7
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,40% a.a.[a]	06.2021	Mensais	-	-	3
Conjunto Eólico Trairí [c]						
BNDES – Crédito Social	TJLP	07.2029	Mensais	-	1	1
BNDES	TJLP + 2,51% a.a.[a]	07.2029	Mensais	-	206	229
BNDES	TJLP + 2,18% a.a.[a]	05.2033	Mensais	-	284	284
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	90	87	85
Conjunto Eólico Campo Largo						
BNDES	TJLP + 2,52% a.a. [a]	06.2035	Mensais	423	455	486
BNDES	TJLP + 1,82% a.a. [a]	06.2035	Mensais	493	529	566
Pampa Sul						
BNDES	TJLP + 3,09% a.a. [a]	01.2036	Mensais	785	814	794
Conjunto Eólico Umburanas						
BNDES	IPCA + 3,91% a.a.	12.2038	Mensais	1.275	1.216	1231
Gralha Azul						
BNDES	IPCA + 3,83% a.a.	03.2044	Mensais, a partir de outubro de 2023	1.569	611	-
Conjunto Eólico Campo Largo II						
BNDES	IPCA + 4,23% a.a.	12.2039	Mensais, a partir de setembro de 2021	1.382	884	-
Novo Estado						
BNDES	IPCA + 4,67% a.a.	05.2044	Mensais, a partir de novembro de 2022	1.924	776	-
BASA	IPCA + 1,4452% a.a.	08.2044	Principal: mensais, a partir de novembro de 2022 Juros: mensais, a partir de abril de 2021	734	-	-

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
[b] Os bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.
[c] 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 31.12.2021, 31.12.2020 e 31.12.2019 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentada.

O empréstimo contratado junto ao NIB teve como finalidade o aumento do capital de giro da empresa, enquanto 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. Adicionalmente, a contratação do financiamento "BNDES Modernização" teve como objetivo a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo.

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 2021, 2020 e 2019, 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*, convertendo o empréstimo em dólar para real e a taxa fixa para uma taxa flutuante (CDI).

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:

	Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap* e NDF	Posição passiva do *swap* e NDF	
Bancos	**US$ milhões**	**R$ milhões**	**Δ US$ + Juros (a.a.)**	**Condição**	**Vencimento**
HSBC	135	534	7,3706%	3,3900% a.a.	05.2022
Scotiabank III	100	596	3,3600%	Dólar pré-fixado de R$ 5,8580	05.2022
BNP Paribas II	50	298	3,5476%	Dólar pré-fixado de R$ 5,8551	05.2022
Scotiabank I	200	1.272	3,3710%	Dólar pré-fixado de R$ 5,8358 (05.2022) e R$ 6,1535 (11.2022)	11.2022
BNP Paribas IV	100	518	2,73%	CDI + 1,33% a.a.	04.2023
BNP Paribas III	125	632	2,54%	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
Scotiabank IV	102	530	2,002% a.a.	CDI + 1,35% a.a.	07.2026
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 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

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, Repasse BNDES (Bancos) e BASA

- **Financiamento de empreendimentos termelétricos**: (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.

- **Financiamento de Projetos de Eólicos**: (a) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (b) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e contas reservas; (d) cessão dos direitos emergentes da autorização; e (e) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou da ECP.

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

Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

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

Nordic Investment Bank (NIB)

A Companhia tem contratado uma garantia em dólar, no montante equivalente a R$ 32.478, com vencimento em 2022. 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 Jaguara, Miranda e Pampa Sul. Em 31.12.2021, 31.12.2020 e 31.12.2019, a Companhia possuía vigentes estas emissões:

				Condições de Pagamento		Valores em R$ milhões		
	Quantidade	Remuneração	Garantia	Juros / Variação Monetária	Principal	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
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	250	225	216
6ª Emissão - Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2021	218	295	282
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2024	468	422	403
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	632	568	542
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Sem garantia	Anualmente em julho	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	283	255	243
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	679	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	636	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	446	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	124	116	107
10ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Sem garantia	Anualmente a partir de 09.2022	24 parcelas anuais a partir de 09.2023	400	-	-
Controladas:								
Jaguara								
1ª Emissão - Série 1	483.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	159	264	371
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	716	673	657
Miranda								
1ª Emissão - Série 1	299.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	99	164	230
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	451	413	400
Pampa Sul								
1ª Emissão - Série 1	102.000	IPCA + 6,25% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 10.2021	14 parcelas semestrais a partir de 10.2021	114	-	-
1ª Emissão - Série 2	238.000	IPCA + 7,50% a.a.	Garantia real	Semestralmente a partir de 10.2021	17 parcelas semestrais a partir de 10.2028	273	-	-
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	157	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	434	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. O pagamento da remuneração ocorre anualmente e os pagamentos do principal ocorrerão em 3 parcelas anuais, sendo que o primeiro ocorreu em julho de 2021 e os demais ocorrerão em julho de 2023 e 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 n° 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 Jaguara 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 n° 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 n° 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). O pagamento da remuneração iniciou em julho de 2021 e ocorre anualmente para a séria 1 e 2 e semestralmente para as séries 3 e 4. A amortização do principal para as séries 1 e 3 será em 2 parcelas anuais em julho de 2025 e 2026 e para as séries 2 e 4 em 3 parcelas anuais em julho de 2026 e 2017. A liquidação financeira se deu em 07.08.2019 e os recursos obtidos destinaram-se à implementação dos projetos UFV Assú V, Umburanas, UHE Jaguara e UHE Miranda".

- Décima emissão de debêntures – Série única

Em outubro de 2021, ocorreu a emissão de 400.000 debêntures simples (10ª emissão), não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, nos termos da Instrução CVM n° 476/2009, com valor nominal unitário de R$ 1 mil, perfazendo o montante total de R$ 400 milhões (R$ 385 milhões, líquidos dos custos de captação). Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 5,7158% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração é anual, iniciando em setembro de 2022. O principal será amortizado em 24 parcelas anuais iniciando em 2023 e finalizando em setembro de 2046. A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 18.10.2021 e os recursos obtidos destinaram-se à implementação do Conjunto Eólico Campo Largo II e do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

- Primeira emissão debêntures – Séries 1 e 2 – Jaguara e Miranda

Em junho de 2018, as controladas diretas Jaguara 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 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 n° 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 iniciado em 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.

- Primeira emissão debêntures – Séries 1 e 2 – Pampa Sul

Ao longo de 2021, a Companhia negociou a totalidade das debêntures, 340.000 debêntures, adquiridas em 2020 nos termos da Instrução CVM n° 476/2009, de sua controlada direta Pampa Sul, no mercado secundário. Os montantes envolvidos na negociação totalizaram R$ 410.984, destes, R$ 378.545 referem-se ao valor de principal e juros e R$ 32.439 (R$ 30.931, líquido de PIS e Cofins) aos ganhos nas vendas das debêntures. Estas debêntures são remuneradas a IPCA + 6,25% a.a. e IPCA + 7,50% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente. O pagamento da remuneração ocorrerá semestralmente iniciado em 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.

(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 n° 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

Em 31.12.2021, a Companhia estava sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants*) – índices e limites financeiros – estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	*Covenants*
Controladora:	
NIB	Controladora e Consolidado: Dívida total/Ebitda ≤ 4,5 Controladora e Consolidado: Ebitda /despesas financeiras ≥ 2,0
HSBC, Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	Consolidado: Ebitda /despesas financeiras ≥ 2,0 Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interveniente)	Dívida líquida /Ebitda ≤ 3,5
Controladas:	
BNDES, BNB e BASA	Índice de cobertura do serviço da dívida[1] ≥ 1,1 ou ≥ 1,2 ou ≥1,3 ou ≥ 1,43, 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.

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

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.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas, com exceção das subsidiárias do Conjunto Eólico Campo Largo e da Pampa Sul, as quais não atingiram os respectivos limites mínimos do índice de cobertura do serviço da dívida estabelecidos em seus contratos firmados com o BNDES, no exercício findo em 31.12.2021. Entretanto, durante o ano de 2021, o BNDES formalizou que o referido descumprimento não acarretaria a antecipação do vencimento das dívidas. 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 ≥ 2,0 (ii)Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5
Jaguara e Miranda	1ª emissão	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,10
Pampa Sul	2ª emissão	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,10[1]

(1) 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.

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, R$ 250 milhões para a 10ª emissão 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 , R$ 250 milhões para a 10ª emissão 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, R$ 250 milhões para a 10ª emissão 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 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, R$ 250 milhões para a 10ª emissão 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 compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas, com exceção das subsidiárias do Conjunto Eólico Campo Largo e da Pampa Sul, as quais não atingiram os respectivos limites mínimos do índice de cobertura do serviço da dívida estabelecidos em seus contratos firmados com o BNDES, no exercício findo em 31.12.2021. Entretanto, durante o ano de 2021, o BNDES formalizou que o referido descumprimento não acarretaria na antecipação do vencimento das dívidas.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Em março de 2020, a controlada indireta Gralha Azul, contratou financiamentos com o BNDES, no valor de R$ 1.481 milhões. Em 2020, foi liberado o montante de R$ 602 milhões e em 2021 R$ 800 milhões, totalizando R$ 1.402 milhões – 94,7%. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do sistema de transmissão.

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. Em 2020, foi liberado o montante de R$ 862 milhões e em 2021 R$ 369 milhões, totalizando R$ 1.231 milhões – 99,0%. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do Conjunto Eólico Campo Largo II.

Em junho de 2020, a controlada indireta Novo Estado, contratou financiamentos com o BNDES, no valor de R$ 1.710 milhões. Em 2020 foi liberado o montante de R$ 755 milhões e em 2021 R$ 910 milhões, totalizando R$ 1.665 milhões – 97,4%. Adicionalmente, 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. Em 2021, ocorreram as primeiras liberações do financiamento, no montante de R$ 730 milhões – 91,2%. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do sistema de transmissão.

Em novembro de 2021, a Companhia, por meio das controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, contratou financiamento com o BNDES, no valor total de R$ 1.473 milhões, com vencimento em novembro de 2045 e taxa de IPCA + 6,16% a.a., contudo nenhum recurso foi liberado até 31.12.2021. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto. 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 2021 e de 2020 preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

Valores em R$ milhões	2021	% da receita	2020	% da receita	2021 versus 2020 (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**12.541**	**100,0**	**12.259**	**100,0**	**2,3**
Custos operacionais					
Compras de energia	(2.099)	(16,7)	(2.583)	(21,1)	(18,7)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(629)	(5,0)	(311)	(2,5)	102,3
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(606)	(4,8)	(560)	(4,6)	8,2
Outros custos operacionais	(4.851)	(38,7)	(4.280)	(34,9)	13,3
Repactuação do risco hidrológico	1.591	12,7	968	7,9	64,4
Custo dos serviços prestados	(35)	(0,3)	(30)	(0,2)	16,7
	(6.629)	**(52,9)**	**(6.796)**	**(55,3)**	**(2,5)**
LUCRO BRUTO	**5.912**	**47,1**	**5.463**	**44,7**	**8,2**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(29)	(0,2)	(25)	(0,2)	16,0
Despesas gerais e administrativas	(301)	(2,4)	(252)	(2,1)	19,4
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(1.076)	(8,6)	(99)	(0,8)	986,9
Alienação de subsidiária	(200)	(1,6)	-	-	-
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	(0,1)	(5)	-	80,0
	(1.615)	**(12,9)**	**(381)**	**(3,1)**	**323,9**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	602	4,8	487	4,0	**23,6**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.899**	**39,0**	**5.569**	**45,6**	**(12,0)**
Resultado financeiro					
Despesas financeiras	(3.360)	(26,8)	(2.137)	(17,4)	57,2
Receitas financeiras	281	2,2	255	2,1	10,2
	(3.079)	**(24,6)**	**(1.882)**	**(15,4)**	**63,6**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**1.820**	**14,4**	**3.687**	**30,2**	**(50,6)**
Imposto de renda e contribuição social	(255)	(2,0)	(890)	(7,3)	(71,3)
LUCRO LÍQUIDO	**1.565**	**12,4**	**2.797**	**22,9**	**(44,0)**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**1,92**		**3,43**		

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 12.259 milhões em 2020 para R$ 12.541 milhões em 2021, ou seja, elevação de R$ 282 milhões (2,3%). Esse aumento foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento na geração e venda de energia do portfólio de R$ 22 milhões, motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i.i) R$ 174 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, referente à energia destinada ao mercado regulado; e (i.ii) R$ 30 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por decréscimos de: (i.iii) R$ 84 milhões não recorrentes, oriundos de recuperação de tributos, em 2020; (i.iv) R$ 46 milhões 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; (i.v) R$ 34 milhões relativos à indenização de fornecedores, motivada por sinistros e pela cobrança de multa contratual por indisponibilidade, recebidas no ano anterior; e (i.vi) R$ 30 milhões decorrentes de exportação de energia, realizada em 2020. Adicionalmente, ocorreu (ii) elevação de R$ 281 milhões no segmento de transmissão; (ii) aumento de R$ 29 milhões oriundo, principalmente, do resultado positivo, em 2021, da marcação a mercado das vendas futuras e da maior receita nas transações no mercado de curto prazo, parcialmente atenuada pelo decréscimo observado nas operações realizadas; e (iii) decréscimo de R$ 50 milhões na venda e instalação de painéis solares.

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$ 202,94/MWh em 2021, 4,9% superior ao praticado em 2020, que foi de R$ 193,43/MWh. O aumento se deve à atualização monetária, parcialmente atenuado pela valoração dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado das usinas eólicas, uma vez que estes ressarcimentos são mensurados com base no valor médio do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) anual.

- Volume de vendas

A quantidade de energia vendida em contratos atingiu 35.801 GWh (4.087 MW médios) em 2021, contra 37.957 GWh (4.321 MW médios) registrados em 2020, decréscimo de 2.156 GWh (234 MW médios) ou 5,4%.

A redução foi motivada, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia, devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e em função de paradas programadas na Usina Termelétrica Pampa Sul.

Custos operacionais

Em 2021, os custos operacionais atingiram R$ 6.629 milhões, inferiores em R$ 167 milhões (2,5%) aos custos de 2020, de R$ 6.796 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 409 milhões (12,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (ii) redução de R$ 31 milhões (37,8%) nos custos de venda e instalação de painéis solares; (iii) diminuição de R$ 17 milhões (1,5%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) acréscimo de R$ 290 milhões (12,8%) nos custos do segmento de transmissão.

Da variação observada no item (i), destaca-se o impacto da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, a qual, entre os anos comparados apresentou incremento de R$ 623 milhões. Adicionalmente, parte dos valores registrados em 2021 referem-se às concessões de usinas hidrelétricas, cuja titularidade é exercida por empresas reunidas em consórcio e estava condicionada à anuência da totalidade das consorciadas, conforme Resolução Normativa Aneel n° 895/2020, o que ocorreu em novembro de 2021.

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

	Custos por Segmento em 31 de dezembro de 2021				
Valores em R$ milhões	**Geração**	***Trading***	**Transmissão**	**Painéis solares**	**Consolidado**
Custos de construção	-	-	2.564	-	2.564
Compras de energia	1.005	1.087	-	-	2.092
Depreciação e amortização	1.012	-	-	-	1.012
Transações no mercado de curto prazo	628	1	-	-	629
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	606	-	-	-	606
Materiais e serviços de terceiros	396	-	-	12	408
Combustíveis para geração	335	-	-	-	335
Pessoal	302	-	-	4	306
Royalties	95	-	-	-	95
Seguros	74	-	-	-	74
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	7	-	-	7
Repactuação do risco hidrológico	(1.591)	-	-	-	(1.591)
Outros custos operacionais, líquidos	57	-	-	35	92
Custos operacionais	**2.919**	**1.095**	**2.564**	**51**	**6.629**

	Custos por Segmento em 31 de dezembro de 2020				
Valores em R$ milhões	**Geração**	***Trading***	**Transmissão**	**Painéis solares**	**Consolidado**
Custos de construção	-	-	2.274	-	2.274
Compras de energia	1.479	1.068	-	-	2.547
Depreciação e amortização	894	-	-	-	894
Transações no mercado de curto prazo	303	8	-	-	311
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	560	-	-	-	560
Materiais e serviços de terceiros	340	-	-	18	358
Combustíveis para geração	204	-	-	-	204
Pessoal	273	-	-	8	281
Royalties	84	-	-	-	84
Seguros	89	-	-	-	89
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	36	-	-	36
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	70	-	-	56	126
Custos operacionais	**3.328**	**1.112**	**2.274**	**82**	**6.796**

Valores em R$ milhões	Custos por Segmento - 2021 versus 2020				
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis solares	Consolidado
Custos de construção	-	-	290	-	290
Compras de energia	(474)	19	-	-	(455)
Depreciação e amortização	118	-	-	-	118
Transações no mercado de curto prazo	325	(7)	-	-	318
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	46	-	-	-	46
Materiais e serviços de terceiros	56	-	-	(6)	50
Combustíveis para geração	131	-	-	-	131
Pessoal	29	-	-	(4)	25
Royalties	11	-	-	-	11
Seguros	(15)	-	-	-	(15)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	(29)	-	-	(29)
Repactuação do risco hidrológico	(623)	-	-	-	(623)
Outros custos operacionais, líquidos	(13)	-	-	(21)	(34)
Custos operacionais	**(409)**	**(17)**	**290**	**(31)**	**(167)**

Geração e venda de energia do portfólio

- Compras de energia: redução de R$ 474 milhões, sendo R$ 474 (32,0%) do segmento de geração (32,0%), substancialmente motivada pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 533 milhões — decréscimo de 2.959 GWh (338 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R$ 59 milhões — acréscimo de 6,3% no preço médio líquido de compras de energia.

A variação observada no preço médio líquido de compras de energia, foi motivada, substancialmente, pela oscilação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Como consequência, observa-se decréscimo no volume, motivado pelas poucas oportunidades de compras com preços atrativos, atenuado pelas compras de energia envolvida no processo de alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. (“Diamante").

- Depreciação e amortização: aumento de R$ 118 milhões (13,2%) entre os períodos analisados, em consequência, principalmente, da amortização dos valores de repactuação do risco hidrológico.

- Transações no mercado de energia de curto prazo: Na comparação anual, os custos foram superiores em R$ 325 milhões. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Encargos de uso da rede elétrica e de conexão: elevação de R$ 46 milhões (8,2%) entre os períodos analisados, como consequência, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e pela entrada em operação comercial ao longo de 2021 do Conjunto Eólico Campo Largo II.

- Material e serviços de terceiros: elevação de R$ 56 milhões (16,5%) na comparação anual, relacionado, substancialmente, a: (i) R$ 40 milhões – ao aumento nos contratos de operação e manutenção do parque gerador; (ii) R$ 7 milhões – incremento nos custos com materiais de reposição e consumo; e (iii) R$ 5 milhões – maior custo com serviços gerais de informática.

- Combustíveis para geração: houve acréscimo de R$ 131 milhões (64,2%) entre 2020 e 2021, motivado, substancialmente, pelo aumento no consumo de carvão próprio e pelo reajuste anual do preço médio. O acréscimo no consumo de carvão próprio foi motivado pela crise hídrica no ano de 2021.

- Pessoal: elevação de R$ 29 milhões (10,6%) na comparação entre 2021 e 2020, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração dos colaboradores e pelo reconhecimento das despesas decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): aumento de R$ 47 milhões (13,1%) entre os períodos comparados, pela maior geração hídrica das usinas da Companhia.

- Seguros: redução de R$ 15 milhões (16,9%) na comparação anual, decorrente, substancialmente, do decréscimo de gastos com franquias e pela alienação da subsidiária Diamante.

- Repactuação do risco hidrológico: em 15.12.2020, a Administração da Companhia aprovou a adesão das usinas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pelas Resoluções Normativas Aneel n° 895/2020 e n° 930/2021. 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. Adicionalmente, em julho de 2021, foi publicada a Lei n° 14.182, que trata, dentre outros temas, sobre a retroatividade dos efeitos do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF) dos prejuízos causados entre 2012 e 2015 para as usinas hidrelétricas contratadas no mercado regulado. Como compensação destas legislações, os geradores têm direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos.

Diante disso, nos anos de 2021 e 2020, foram reconhecidos ativos intangíveis, correspondentes ao direito de extensão das concessões, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico" da demonstração do resultado, nos montantes de R$ 1.591 milhões e R$ 968 milhões, respectivamente. Os reconhecimentos foram feitos conforme a participação da Companhia sobre os ativos. Adicionalmente, parte dos valores registrados em 2021, referem-se às concessões de usinas hidrelétricas, cuja titularidade é exercida por empresas reunidas em consórcio e estava condicionada à anuência da totalidade das consorciadas, conforme Resolução Normativa Aneel n° 895/2020, o que ocorreu em novembro de 2021.

Painéis solares

Na comparação anual, houve decréscimo de R$ 31 milhões (37,8%), motivado, substancialmente, pela redução com gastos para implantação de painéis solares e materiais e serviços de terceiros. A redução é consequência, principalmente, da mudança de estratégia com foco no desenvolvimento de projetos industriais para grandes consumidores e da desaceleração das atividades comerciais.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. No ano de 2021, houve a entrada em operação comercial parcial dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, representando, aproximadamente, 4% da capacidade total dos Sistemas.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia reduziu R$ 9 milhões (3,2%) na comparação anual, em consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) reconhecimento de perdas em 2021, em contrapartida de ganhos reconhecidos em 2020, em função, principalmente, do aumento do CAPEX previsto para a implantação dos sistemas de transmissão, bem como da postergação da entrada em operação comercial de cada etapa dos projetos; e (ii) incremento da receita de remuneração dos ativos de concessão, haja vista a elevação do saldo destes ativos entre os períodos comparados e o aumento dos índices inflacionários na comparação anual.

Resultado Operacional do Segmento de Trading de Energia

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

O resultado bruto apresentou aumento de R$ 46 milhões (164,3%) entres os períodos analisados, passando de prejuízo de R$ 28 milhões em 2020 para lucro de R$ 18 milhões em 2021, decorrente, substancialmente, dos efeitos positivos da marcação a mercado, de R$ 57 milhões, e das transações no mercado de energia de curto prazo, de R$ 19 milhões. Esses efeitos foram parcialmente reduzidos pelo impacto negativo das transações realizadas, de R$ 30 milhões.

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 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 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), 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 2021, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi negativo em R$ 35 milhões, decréscimo de R$ 276 milhões em relação ao resultado positivo de R$ 241 milhões do ano de 2020, sendo R$ 295 milhões de redução no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 19 milhões de aumento 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 crise hídrica observada no ano de 2021; e (ii) decremento do resultado com geração térmica, devido à alienação da subsidiária Diamante. Esses eventos foram atenuados pelos seguintes fatores: (iii) aumento de impacto financeiro de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, motivado pelo maior volume de energia livre e pelo maior PLD em 2021; e (iv) incremento no MRE, dada a maior geração hidrelétrica em 2021.

Em dezembro de 2020, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2021 em R$ 583,88/MWh e R$ 49,77/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	2021	2020	Var. (%)
Sul	280,37	184,42	52,0%
Sudeste/Centro-Oeste	279,61	177,00	58,0%
Nordeste	269,58	134,42	100,6%

Receitas (despesas) operacionais

- Despesas com vendas, gerais e administrativas: As despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R$ 53 milhões (19,1%) entre 2020 e 2021, saindo de R$ 277 milhões em 2020 para R$ 330 milhões em 2021. Esse aumento foi motivado pelo acréscimo de R$ 46 milhões (17,2%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pelos seguintes efeitos: (i) R$ 41 milhões nas despesas com pessoal, principalmente, pelo reconhecimento das despesas decorrentes das adesões ao programa de demissão voluntária, provisão de PLR e bônus e reajuste anual da remuneração dos colaboradores; e (ii) R$ 9 milhões com depreciação e amortização, pelo aumento com amortização de softwares. Esses efeitos foram, parcialmente, atenuados pela redução com contribuições e doações, haja vista a maior criticidade da pandemia ocasionada pela COVID-19 no ano de 2020. Adicionalmente, houve aumento de R$ 7 milhões nos demais segmentos em que a Companhia atua, principalmente, pelo maior gasto com serviços de terceiros.

- Provisão para redução ao valor recuperável de ativos (i*mpairment*): Na comparação anual entre os períodos analisados, o *impairment*, líquido de reversão aumentou R$ 977 milhões, passando de R$ 99 milhões em 2020 para R$ 1.076 milhões em 2021. Este efeito, não recorrente, foi motivado principalmente (i) pelo reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias Usina Termelétrica Pampa Sul e EGSD, cuja avaliação preliminar dos valores de venda é inferior aos seus valores contábeis. As vendas estão alinhadas com as diretrizes firmadas pela Companhia; e (ii) reconhecimento de *impairment* no segundo e terceiro trimestres de 2021 da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda.

- Alienação de subsidiária: Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 18.10.2021, foi concluída a operação de venda da subsidiária Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R$ 200 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 20 de julho de 2020, a Companhia adquiriu participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. Dessa forma, a Companhia passou de 29,25% para 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 nos anos em análise é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R$ milhões	2021		2020			
	12M21	Participação da EBE	12M20	01/01 até 19/07/2020 (29,25%)	20/07 até 31/12/2020 (32,5%)	Participação da EBE
Receita operacional líquida	7.071	2.298	6.004	3.094	2.910	1.851
Custos dos serviços prestados	(2.471)	(803)	(2.244)	(1.212)	(1.032)	(690)
Lucro bruto	**4.600**	**1.495**	**3.760**	**1.882**	**1.878**	**1.161**
Despesas gerais e administrativas	(169)	(55)	(140)	(80)	(60)	(43)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**4.431**	**1.440**	**3.620**	**1.802**	**1.818**	**1.118**
Resultado financeiro	(1.620)	(526)	(1.445)	(715)	(730)	(446)
Lucro antes dos impostos	**2.811**	**914**	**2.175**	**1.087**	**1.088**	**672**
Imposto de renda e contribuição social	(959)	(312)	(581)	(129)	(451)	(185)
Lucro líquido da TAG	**1.852**	**602**	**1.594**	**958**	**637**	**487**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	**602**		**487**			

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

Ebitda – em R$ milhões	2021	2020	01.01 até 19.07.2020	20.07 até 31.12.2020
	100%	100%	29,25%	32,5%
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**4.431**	**3.620**	**1.802**	**1.818**
Depreciação e amortização	669	628	342	286
Amortização da mais valia	916	907	496	411
Ebitda	**6.016**	**5.155**	**2.640**	**2.515**

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou em R$ 115 milhões (23,6%), passando de R$ 487 milhões no ano de 2020 para R$ 602 milhões no ano de 2021.

A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 365 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte, parcialmente atenuado pelo reajuste de contratos de operação e manutenção; (ii) acréscimo de R$ 127 milhões de IR e CS, em razão, substancialmente, do aumento do lucro antes dos impostos, entre os períodos comparados, do reconhecimento de créditos fiscais do passado e do reconhecimento de efeito não recorrente de créditos extemporâneos de incentivos fiscais referentes ao lucro da exploração na Sudene (R$ 72 milhões), no ano de 2020; (iii) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 80 milhões, oriundo, substancialmente, da alta do dólar sobre dívida em moeda estrangeira, a qual está protegida por *hedge* e os efeitos da variação cambial são compensados pelo aumento do Ebitda e pelo acréscimo do CDI entre os anos em análise; e (iv) incremento de R$ 43 milhões, nas despesas com depreciação e amortização, decorrente da imobilização de novos ativos.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31 de dezembro de 2021 e de 2020 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO		
Ativo circulante	**2.079**	**2.220**
Caixa e equivalentes de caixa	439	437
Contas a receber de clientes	1.439	1.556
Depósitos vinculados	5	1
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	-	19
Outros ativos circulantes	196	207
Ativo não circulante	**31.154**	**32.304**
Contas a receber de clientes	540	49
Depósitos vinculados	115	203
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	-	29
Outros ativos não circulantes	5	119
Imobilizado	27.742	29.185
Intangível	2.752	2.719
Total	**33.233**	**34.524**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.707**	**3.874**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.377	3.250
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	11	298
Outros passivos circulantes	319	326
Passivo não circulante	**22.778**	**23.723**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19.632	21.609
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	412	910
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.075	1.073
Outros passivos não circulantes	659	131
Patrimônio líquido	**6.748**	**6.927**
Total	**33.233**	**34.524**

Resultado financeiro

Despesas financeiras: as despesas aumentaram de R$ 2.137 milhões em 2020 para R$ 3.360 milhões em 2021, ou seja, R$ 1.223 milhões (57,2%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 1.079 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) R$ 802 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação; e (i.ii) R$ 277 milhões de juros e ajuste a valor justo, em razão, principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos; e (ii) incremento de R$ 120 milhões sobre as concessões a pagar, entre os períodos analisados, dos quais: (ii.i) R$ 62 milhões de atualização monetária, em virtude, principalmente do acréscimo dos índices inflacionários; e (ii.ii) R$ 58 milhões de aumento de juros.

Receitas financeiras: No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 26 milhões (10,2%), passando de R$ 255 milhões em 2020 para R$ 281 milhões em 2021. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 95 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pelo maior montante aplicado e pela variação da taxa de juros observada entre os anos em comparação; (ii) ganho na venda de títulos e valores mobiliários reconhecido no ano de 2021, de R$ 31 milhões; (iii) reconhecimento, não recorrente, de juros sobre impostos e contribuições sociais, no montante de R$ 73 milhões, referentes à atualização financeira sobre recuperação de tributos oriunda de ganho em ação judicial, no ano de 2020; e (iv) reconhecimento, em 2020, de R$ 29 milhões, decorrentes da conclusão por parte do órgão regulador dos efeitos da aplicação de resolução da 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.

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

O resultado com IR e CSLL reduziu R$ 635 milhões (71,3%), entre os anos analisados, passando de R$ 890 milhões em 2020 para R$ 255 milhões em 2021, em decorrência, principalmente, dos efeitos tributários sobre os itens não recorrentes reconhecidos, nos anos em análise e pelo, também efeito não recorrente, de recuperação de créditos fiscais, no montante de R$ 31 milhões, relativos a não incidência de IR e CSLL sobre Selic, em 2021. Desconsiderando esses efeitos, houve decréscimo de R$ 144 milhões (16,5%), motivado por: (i) redução do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados; (ii) maior benefício de incentivos fiscais em 2021 se comparado à 2020. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela redução dos juros sobre capital próprio.

h.2) 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 (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**12.259**	**100**	**9.804**	**100**	**25,0**
Custos operacionais					
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
	(6.796)	**(55,4)**	**(5.653)**	**(57,6)**	**20,2**
LUCRO BRUTO	**5.463**	**44,6**	**4.151**	**42,4**	**31,6**
Receitas (despesas) operacionais					
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, líquida	(99)	(0,8)	(5)	(0,1)	1.880,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(5)	-	320	3,3	(101,6)
	(381)	**(3,1)**	**62**	**0,6**	**(714,5)**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	487	4,0	81	0,8	501,2
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**5.569**	**45,4**	**4.294**	**43,8**	**29,7**
Resultado financeiro					
Despesas financeiras	(2.137)	(17,4)	(1.353)	(13,8)	57,9
Receitas financeiras	255	2,1	147	1,5	73,5
	(1.882)	**(15,3)**	**(1.206)**	**(12,3)**	**56,1**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**3.687**	**30,2**	**3.088**	**31,5**	**19,4**
Imposto de renda e contribuição social	(890)	(7,3)	(777)	(7,9)	14,5
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**2.797**	**22,9**	**2.311**	**23,6**	**21,0**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**3,43**		**2,83**		

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 n° 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 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 *trading*	-	36	-	-	36
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	69	-	-	1	70
Custos operacionais	**3.329**	**1.111**	**2.274**	**82**	**6.796**

	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 *trading*	-	14	-	-	14
Outros custos operacionais, líquidos	51	-	-	(1)	50
Custos operacionais	**4.296**	**1.111**	**151**	**96**	**5.653**

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 *trading*	-	22	-	-	22
Repactuação do risco hidrológico	(968)	-	-	-	(968)
Outros custos operacionais, líquidos	18	-	-	2	20
Custos operacionais	**(967)**	**-**	**2.123**	**(14)**	**1.143**

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 15.12.2020, a Administração da Companhia aprovou a adesão das usinas detentoras de concessão de geração de energia elétrica à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei n° 14.052/2020, regulada pela Resolução Normativa Aneel n° 895/2020. A legislação prevê a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) por efeitos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física e às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento e, de forma retroativa, por geração fora da ordem de mérito e importação. Como compensação, os geradores têm direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração por até sete anos. Diante disso, foi reconhecido ativo intangível, correspondente ao direito de extensão da concessão, em contrapartida da rubrica "Recuperação de custos de energia - Repactuação de risco hidrológico" da demonstração do resultado, no montante de R$ 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 ocorreu somente 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	2020	2019	Var. (%)
Sul	184,42	227,10	(18,8%)
Sudeste/Centro-Oeste	177,00	227,10	(22,1%)
Nordeste	134,42	166,73	(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.

- 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.

- Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas: as outras (despesas) receitas 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.

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:

	2020				2019		
DRE – em R$ milhões	**2020**	**01.01 até 19.07 (29,25%)**	**20.07 até 31.12 (32,5%)**	***Participação* da EBE**	**2019**	**13.06 até 31.12 (29,25%)**	**Participação da EBE**
Aliança (32,5%)							
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	-	(326)	-	(106)
Amortização mais valia de ativos	-	-	-	-	(179)	-	(58)
Despesas de desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	-	-	-	-	(138)	-	(45)
Outros	-	-	-	-	(9)	-	(3)
Prejuízo antes do resultado financeiro e impostos	**-**	**-**	**-**	**-**	**(326)**	**-**	**(106)**
Resultado financeiro	-	-	-	-	(326)	-	(106)
Prejuízo antes dos impostos	**-**	**-**	**-**	**-**	**(652)**	**-**	**(212)**
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	63	-	20
Prejuízo líquido da Aliança	**-**	**-**	**-**	**-**	**(589)**	**-**	**(192)**
TAG							
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)
Lucro bruto	**3.760**	**1.882**	**1.878**	**1.161**	**3.688**	**1.914**	**560**
Despesas gerais e administrativas	(140)	(80)	(60)	(43)	(206)	(134)	(39)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**3.620**	**1.802**	**1.818**	**1.118**	**3.482**	**1.780**	**521**
Resultado financeiro	(1.445)	(715)	(730)	(446)	(598)	(547)	(160)
Lucro antes dos impostos	**2.175**	**1.087**	**1.088**	**672**	**2.884**	**1.233**	**361**
Imposto de renda e contribuição social	(581)	(129)	(452)	(185)	(773)	(302)	(88)
Lucro líquido da TAG	**1.594**	**958**	**636**	**487**	**2.111**	**931**	**273**
Impacto na equivalência patrimonial da ENGIE Brasil Energia				**487**			**81**

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

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

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

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

Resultado financeiro

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.

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.

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.

h.3) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2021**	**%**	**31.12.2020**	**%**	**31.12.2019**	**%**	**31.12.2021 versus 31.12.2020 (%)**	**31.12.2020 versus 31.12.2019 (%)**
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	5.156	13,5	4.539	12,9	3.870	12,8	13,6	17,3
Contas a receber de clientes	1.114	2,9	1.723	4,9	1.451	4,8	(35,3)	18,7
Crédito de imposto de renda e contribuição social	248	0,7	141	0,4	167	0,6	75,9	(15,6)
Dividendos a receber	-	-	33	0,1	-	-	(100,0)	-
Estoques	151	0,4	189	0,5	221	0,7	(20,1)	(14,5)
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	43	0,1	14	-	115	0,4	207,1	(87,8)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	207	0,5	320	0,9	289	1,0	(35,3)	10,7
Depósitos vinculados	639	1,7	174	0,5	5	-	267,2	3.380,0
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	15	-	15	-	15	-	-	-
Ativo financeiro de concessão	334	0,9	306	0,9	296	1,0	9,2	3,4
Ativo de contrato	387	1,0	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	219	0,6	274	0,8	312	1,1	(20,1)	(12,2)
	8.513	**22,3**	**7.728**	**21,9**	**6.741**	**22,4**	**10,2**	**14,6**
Ativos não circulantes mantidos para venda	5	-	5	-	5	-	-	-
	8.518	**22,3**	**7.733**	**21,9**	**6.746**	**22,4**	**10,2**	**14,6**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	184	0,5	719	2,0	312	1,0	(74,4)	130,4
Ganhos não realizados em operações de *trading*	101	0,3	54	0,2	43	0,1	87,0	25,6
Depósitos vinculados	265	0,7	236	0,7	381	1,3	12,3	(38,1)
Depósitos judiciais	79	0,2	83	0,2	103	0,3	(4,8)	(19,4)
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	86	0,2	101	0,3	115	0,4	(14,9)	(12,2)
Ativo financeiro de concessão	2.729	7,2	2.499	7,1	2.412	8,0	9,2	3,6
Ativo de contrato	4.936	12,9	2.961	8,4	218	0,7	66,7	1.258,3
Outros ativos não circulantes	289	0,8	176	0,5	68	0,2	64,2	158,8
	8.669	**22,8**	**6.829**	**19,4**	**3.652**	**12,0**	**26,9**	**87,0**
Investimentos	**2.367**	**6,2**	**2.425**	**6,9**	**2.949**	**9,8**	**(2,4)**	**(17,8)**
Imobilizado	**14.379**	**37,7**	**15.538**	**44,3**	**15.330**	**51,0**	**(7,5)**	**1,4**
Intangível	**4.038**	**10,6**	**2.514**	**7,1**	**1.297**	**4,3**	**60,6**	**93,8**
Direito de uso de arrendamentos	**145**	**0,4**	**147**	**0,4**	**162**	**0,5**	**(1,4)**	**(9,3)**
	29.598	**77,7**	**27.453**	**78,1**	**23.390**	**77,6**	**7,8**	**17,4**
TOTAL	**38.116**	**100,0**	**35.186**	**100,0**	**30.136**	**100,0**	**8,3**	**16,8**

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2021**	**%**	**31.12.2020**	**%**	**31.12.2019**	**%**	**31.12.2021 versus 31.12.2020 (%)**	**31.12.2020 versus 31.12.2019 (%)**
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	650	1,7	862	2,4	765	2,5	(24,6)	12,7
Dividendos e juros sobre o capital próprio	57	0,1	1.385	3,9	1.198	4,0	(95,9)	15,6
Empréstimos e financiamentos	2.848	7,5	1.376	3,9	1.638	5,4	107,0	(16,0)
Debêntures	543	1,4	449	1,3	1.204	4,0	20,9	(62,7)
Arrendamentos a pagar	20	0,1	19	0,1	20	0,1	5,3	(5,0)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	82	0,2	199	0,6	176	0,6	(58,8)	13,1
Outras obrigações fiscais e regulatórias	107	0,3	114	0,3	105	0,3	(6,1)	8,6
Obrigações trabalhistas	171	0,4	130	0,4	106	0,4	31,5	22,6
Perdas não realizadas em operações de *trading*	190	0,5	322	0,9	258	0,9	(41,0)	24,8
Concessões a pagar	274	0,7	229	0,7	145	0,5	19,7	57,9
Provisões	22	0,1	15	-	9	-	46,7	66,7
Obrigações com benefícios de aposentadoria	42	0,1	43	0,1	43	0,1	(2,3)	-
Outros passivos circulantes	769	2,0	239	0,7	313	1,0	221,8	(23,6)
	5.775	**15,1**	**5.382**	**15,3**	**5.980**	**19,8**	**7,3**	**(10,0)**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos e financiamentos	10.749	28,2	9.826	27,9	7.181	23,8	9,4	36,8
Debêntures	5.995	15,7	5.113	14,5	4.740	15,7	17,3	7,9
Ações preferênciais resgatáveis	510	1,3	482	1,4	-	-	5,8	-
Arrendamentos a pagar	107	0,3	105	0,3	114	0,4	1,9	(7,9)
Perdas não realizadas em operações de **trading**	80	0,2	36	0,1	21	0,1	122,2	71,4
Concessões a pagar	4.545	11,9	3.783	10,8	3.091	10,3	20,1	22,4
Provisões	371	1,0	306	0,9	288	1,0	21,2	6,3
Obrigações com benefícios de aposentadoria	422	1,1	408	1,2	364	1,2	3,4	12,1
Imposto de renda e contribuição social diferido	1.505	3,9	1.523	4,3	941	3,1	(1,2)	61,8
Outros passivos não circulantes	124	0,4	481	1,3	417	1,3	(74,2)	15,3
	24.408	**64,0**	**22.063**	**62,7**	**17.157**	**56,9**	**10,6**	**28,6**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	4.903	12,9	4.903	13,9	4.903	16,3	-	-
Reservas de lucros	3.011	7,9	2.936	8,3	1.173	3,9	2,6	150,3
Dividendos propostos	550	1,4	610	1,7	950	3,2	(9,8)	(35,8)
Ajustes de avaliação patrimonial	(535)	(1,4)	(710)	(2,0)	(31)	(0,1)	(24,6)	2.190,3
	7.929		**7.739**		**6.995**		**2,5**	**10,6**
Participação de acionista não controlador	4	-	2	-	4	-	100,0	(50,0)
	7.933	**20,8**	**7.741**	**21,9**	**6.999**	**23,3**	**2,5**	**10,6**
TOTAL	**38.116**	**99,9**	**35.186**	**99,9**	**30.136**	**100,0**	**8,3**	**16,8**

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2021 e 31.12.2020

Ativo

Caixa e equivalentes de caixa

O aumento de R$ 617 milhões resultou, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 4.087 milhões – captação de empréstimos e financiamentos e emissão de debêntures; (ii) R$ 3.195 milhões – referente ao caixa gerado pelas operações da Companhia; (iii) R$ 715 milhões – recebimento de dividendos de controlada em conjunto (TAG); (iv) R$ 155 milhões líquidos – referente a alienação de subsidiária; e (v) R$ 32 milhões – referente a venda de títulos e valores mobiliários. Estes efeitos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes impactos: (i) R$ 2.793 milhões – pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, inclusive o imposto de renda retido; (ii) R$ 2.415 milhões – pagamento de empréstimos, financiamentos, debêntures e juros sobre dívidas; (iii) R$ 1.230 milhões – aplicação no imobilizado e intangível; (iv) R$ 457 milhões – depósitos vinculados ao serviço da dívida; (v) R$ 397 milhões – pagamento de imposto de renda e contribuição social; e (vi) R$ 243 milhões – pagamento de concessões.

Contas a receber de clientes

A redução de R$ 609 milhões resultou, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) R$ 477 milhões – transações realizadas no mercado de energia de curto prazo, tendo em vista o equacionamento parcial da inadimplência da CCEE, motivado pelas Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021, que tratam da repactuação do risco hidrológico; (ii) R$ 70 milhões – contas a receber da controlada EGSD, em decorrência da realização de parte dos valores e de *impairment* motivado pela expectativa de venda da controlada; e (iii) R$ 53 milhões – consumidores livres, os quais foram impactados pela alienação da subsidiária Diamante.

Crédito de imposto de renda e contribuição social

A variação desta rubrica está descrita no item "Imposto de renda e contribuição social a pagar", no item "Passivo".

Ganhos não realizados em operações de hedge

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 Jaguara 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.

A redução de R$ 506 milhões, no ativo circulante e não circulante, é decorrente, principalmente, dos efeitos da liquidação de *hedges*, variação do dólar norte americano e do valor justo das operações.

Ganhos não realizados em operações de trading

A redução de R$ 66 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

O aumento de R$ 494 milhões, no ativo circulante e não circulante, ocorreu, principalmente, por depósitos vinculados as garantias de financiamento apresentadas no circulante, que são relacionadas aos resultados positivos gerados nas operações de liquidação de *swap*. Com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira, decorrentes de empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados, a Companhia contratou instrumentos derivativos *Non-Deliverable Forward* (NDF), e depositou em garantia o montante do resultado gerado nas liquidações.

Ativo financeiro de concessão

A variação de R$ 258 milhões, no ativo circulante e não circulante, é explicada, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) reconhecimento de juros e variação monetária de R$ 557 milhões; e (ii) recebimentos de R$ 299 milhões.

Ativo de contrato

O aumento no saldo de R$ 2.362 milhões é motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos: (i) reconhecimento de custo e margem de implementação de infraestrutura, no montante de R$ 2.154 milhões; e (ii) reconhecimento de juros e variação monetária, no montante de R$ 681 milhões. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo reconhecimento de perda em função de aumento dos investimentos estimados e pela postergação da previsão da entrada em operação comercial da integralidade dos projetos de transmissão, no valor de R$ 469 milhões.

Outros ativos

O aumento de R$ 58 milhões, no ativo circulante e não circulante, é motivado, substancialmente, pelos seguintes itens: (i) R$ 114 milhões – saldo a receber referente a alienação da subsidiária Diamante; (ii) R$ 30 milhões – reconhecimento de imposto de renda e contribuição social a recuperar, advindo, em especial, da recuperação de valores atinentes à taxa Selic recebidos em razão de repetição de indébito tributário; e (iii) R$ 13 milhões – incremento do saldo de ativo fiscal diferido. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela redução de (i) R$ 58 milhões na rubrica de combustíveis a reembolsar, em função do desreconhecimento pela venda da subsidiária Diamante; e (ii) R$ 55 milhões nos créditos fiscais a recuperar, haja vista a recuperação ocorrida no exercício de 2021.

Investimentos

A redução de R$ 58 milhões no saldo de investimentos é motivada pela controlada em conjunto TAG, cujos efeitos estão descritos a seguir: (i) reconhecimento de dividendos a receber de R$ 683 milhões; (ii) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 601 milhões; e (iii) impacto positivo de outros resultados abrangentes, no montante de R$ 22 milhões.

Imobilizado

A redução de R$ 1.159 milhões é decorrente, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) reconhecimento de *impairment*, líquido de R$ 1.008 milhões; (ii) depreciação de R$ 863 milhões; e (iii) baixa de R$ 402 milhões pela alienação da subsidiária Diamante. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 1.004 milhões; e (ii) capitalização de R$ 80 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; (iii) e R$ 34 milhões de adição de provisão para desmobilização.

Intangível

O aumento de R$ 1.524 milhões é decorrente, principalmente, do reconhecimento, em 2021, do direito de extensão de concessão em virtude da repactuação do risco hidrológico e da aquisição de direito de projetos e direito de uso de ativos. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela amortização de intangíveis.

Passivo

Fornecedores

A redução de R$ 212 milhões é explicada, substancialmente, por (i) R$ 164 milhões de fornecedores de imobilizado e intangível; (ii) R$ 74 milhões de fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa; e (iii) R$ 69 milhões das operações de *trading*. Esses valores foram atenuados por um aumento de (i) R$ 47 milhões de fornecedores de energia elétrica comprada para revenda; e (ii) R$ 39 milhões de transações no mercado de curto prazo.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O decréscimo de R$ 1.328 milhões decorre, substancialmente, dos pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio, no montante de R$ 2.767 milhões, parcialmente atenuados pelo montante aprovado para pagamento, de R$ 1.450 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

O aumento de R$ 2.395 milhões nas rubricas 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$ 3.324 milhões; e (ii) juros, variações monetárias, variações cambiais e ajuste de valor justo de R$ 1.385 milhões. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela amortização de juros e principal, de R$ 2.314 milhões.

Debêntures

O aumento de R$ 976 milhões, no passivo circulante e não circulante, é explicado, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i1) emissão de debêntures no valor total de R$ 762 milhões; (ii) juros, variação monetária e ajuste de valor justo de R$ 925 milhões; e (iii) redução decorrente da amortização de principal e juros, de R$ 711 milhões;

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A redução de R$ 117 milhões de imposto de renda e contribuição social a pagar e o aumento de R$ 107 milhões de crédito de imposto de renda e contribuição social, resultou em variação líquida de R$ 10 milhões, a qual é explicada pelo impacto dos impostos calculados relativos ao exercício de 2021, líquidos dos pagamentos ocorridos ao longo do mesmo ano.

Perdas não realizadas em operações de trading

A redução de R$ 88 milhões ocorre em razão das variações nos valores de mercado da energia e nos volumes em aberto entre os períodos comparados.

Concessões a pagar

O incremento no circulante e não circulante de R$ 807 milhões decorre dos seguintes efeitos: (i) juros e variação monetária de R$ 1.050 milhões; e (ii) amortizações de R$ 243 milhões.

Provisões

O aumento de R$ 72 milhões é motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos: (i) R$ 36 milhões – atualização monetária das provisões; e (ii) R$ 34 milhões – reconhecimento de provisões para desmobilização.

Outros passivos

O aumento de R$ 173 milhões é motivado, substancialmente, pelo aumento de R$ 268 milhões em ressarcimentos às distribuidoras. Esse efeito foi atenuado por: (i) R$ 45 milhões – redução nas perdas não realizadas em operações de *hedge*; e (ii) R$ 45 milhões – desreconhecimento de combustível a pagar à CDE haja vista a venda da subsidiária Diamante.

Ações preferenciais resgatáveis

O acréscimo de R$ 28 milhões é motivado, substancialmente, pelos juros incorridos no período.

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 192 milhões decorreu, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) lucro líquido do exercício de 2021 de R$ 1.565 milhões; (ii) destinação de dividendos e juros sobre capital próprio de R$ 850 milhões; (iii) R$ 610 milhões de dividendos adicionais de 2020 creditados em 2021 (iv) acréscimo de R$ 75 milhões de resultados abrangentes; e (v) R$ 10 milhões referente a dividendos e juros sobre capital próprios não reclamados.

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

Ativo

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.

Estoques

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 Jaguara 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 Álcool e pela redução de alienações e serviços em curso.

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 motivada 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

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 explicada, 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.

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.

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.

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:

	31.12.2021		31.12.2020		31.12.2019	
Em R$ milhões	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**
Distribuidoras de energia elétrica	3.541	28,2	3.541	28,9	3.293	33,6
Consumidores livres	3.130	25,0	3.161	25,8	3.164	32,3
Comercializadoras de energia elétrica	595	4,7	609	5,0	728	7,4
Transações no mercado de curto prazo	565	4,5	536	4,4	699	7,1
Remuneração dos ativos financeiros de concessão	556	4,4	382	3,1	383	3,9
Receita de serviços prestados	129	1,0	122	1,0	116	1,2
Ganho em ação judicial	-	-	84	0,7	-	-
Exportação	-	-	31	0,3	-	-
Outras receitas	45	0,4	73	0,6	45	0,5
Geração e venda de energia elétrica de portfólio	**8.561**	**68,3**	**8.539**	**69,7**	**8.428**	**86,0**
Receita de implementação de infraestrutura de transmissão	2.155	17,2	2.365	19,3	155	1,6
Remuneração de ativo de contrato	681	5,4	190	1,5	14	0,1
Transmissão	**2.836**	**22,6**	**2.555**	**20,8**	**169**	**1,7**
Operações de trading de energia	1.056	8,4	1.067	8,7	1.102	11,2
Transações no mercado de curto prazo	29	0,2	17	0,1	7	0,1
Ganhos não realizados em operações de trading	28	0,2	-	-	-	-
Trading **de energia**	**1.113**	**8,9**	**1.084**	**8,8**	**1.109**	**11,3**
Painéis solares	**31**	**0,2**	**81**	**0,7**	**98**	**1,0**
	12.541	**100,0**	**12.259**	**100,0**	**9.804**	**100,0**

(a) Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios findos em 31.12.2021 e 31.12.2020

A receita operacional líquida passou de R$ 12.259 milhões em 2020 para R$ 12.541 milhões em 2021, ou seja, elevação de R$ 282 milhões (2,3%). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia elétrica de portfólio

Receita de Venda de Energia Elétrica

- Distribuidoras de energia elétrica

A receita de venda a distribuidoras atingiu R$ 3.541 milhões em 2021, redução de R$ 1 milhão em relação ao exercício de 2020, quando foi de R$ 3.542 milhões. Esse decréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 52 milhões — redução de 232 GWh (22 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 51 milhões — incremento de 1,5% no preço médio líquido de vendas.

A ligeira redução do preço médio líquido de vendas é motivada, principalmente, pela valoração dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado das usinas eólicas, tendo em vista que estes ressarcimentos são mensurados com base no valor médio do PLD anual – efeito contrabalanceado pela atualização monetária dos períodos em comparação.

O decréscimo no volume de vendas foi motivado, substancialmente, pelas paradas programadas na Usina Termelétrica Pampa Sul.

- Consumidores livres

A receita de venda a consumidores livres alcançou R$ 3.130 milhões, montante R$ 31 milhões (1,0%) inferior aos R$ 3.161 milhões verificados em 2020. Esse decréscimo está relacionado ao que segue: (i) R$ 219 milhões — redução de 1.259 GWh (137 MW médios) no volume de venda de energia; e (ii) R$ 188 milhões — aumento de 5,9% no preço médio líquido de vendas.

A redução na quantidade de energia vendida foi motivada, substancialmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico, pelos menores volumes de compras e pelo encerramento de contratos. Já a variação no preço médio líquido de vendas decorreu, substancialmente, pelo efeito da atualização monetária dos contratos existentes.

- Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras em 2021 foi de R$ 595 milhões, R$ 14 milhões (2,3%) inferior à receita auferida em 2020, que foi de R$ 609 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 88 milhões — diminuição de 590 GWh (66 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 74 milhões — acréscimo de 12,3% no preço médio líquido de vendas.

O aumento do preço ocorreu, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados e pela atualização monetária dos contratos vigentes. O decréscimo da quantidade decorre, principalmente, pela menor disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico e pelos menores volumes de compras.

- Exportação

Não houve exportação de energia em 2021. Em 2020, a Companhia exportou energia para a Argentina, com receita auferida de R$ 30 milhões, e volume de energia transacionado de 75 GWh (9 MW médio).

Transações no mercado de energia de curto prazo

Nos 12 meses de 2021, em relação ao ano anterior, houve acréscimo de R$ 30 milhões (5,6%) na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 535 milhões em 2020 para R$ 565 milhões em 2021. 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 concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A remuneração dos ativos financeiros de concessões sofreu um acréscimo de R$ 174 milhões (45,5%) entre os períodos, passando de R$ 382 milhões em 2020 para R$ 556 milhões em 2021. O acréscimo foi motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e pela variação do IPCA entre os anos comparados.

Receita de serviços prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. Na comparação anual, houve acréscimo de R$ 7 milhões (5,7%), passando de R$ 122 milhões em 2020 para R$ 129 milhões em 2021. A elevação decorreu, substancialmente, da atualização monetária.

Ganho em ação judicial – recuperação de tributos

Em 18.05.2020, 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 deste fato, a Companhia reconheceu R$ 84 milhões em 2020. O montante em questão foi atualizado monetariamente, com impacto de R$ 73 milhões no resultado financeiro de 2020. No ano de 2021, não houve ganhos dessa natureza.

Outras receitas

O principal impacto na comparação entre os anos, foi a variação relativa à receita com indenizações de fornecedores que passou de R$ 40 milhões em 2020 para R$ 6 milhões em 2021, ou seja, redução de R$ 34 milhões (85,0%). Os valores envolvidos são referentes, principalmente, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivadas por sinistro na Usina Hidrelétrica Salto Osório e pela cobrança de multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Trairi, no ano de 2020, e por sinistro na Usina Hidrelétrica Jaguara em 2021.

Transmissão e Trading de energia

Transmissão: elevação de R$ 281 milhões (11,0%) no segmento de transmissão.

Trading: aumento de R$ 29 milhões (2,7%) oriundo, principalmente, do resultado positivo, em 2021, da marcação a mercado das vendas futuras e da maior receita nas transações no mercado de curto prazo, parcialmente atenuada pelo decréscimo observado nas operações realizadas.

Mais detalhes sobre os resultados dos segmentos de transmissão e *trading* estão comentados no item 10.1 desta Proposta da Administração.

Painéis solares

A receita de venda e instalação de painéis solares entre os anos em análise decresceu R$ 50 milhões (61,7%), passando de R$ 81 milhões em 2020 para R$ 31 milhões em 2021, consequência, principalmente, da mudança de estratégia com foco no desenvolvimento de projetos industriais para grandes consumidores e da desaceleração das atividades comerciais.

(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 Jaguara e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas Usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 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 Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG teve acréscimo no período de R$ 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 – recuperação de tributos

Em 18 de maio de 2020, a Companhia obteve decisões favoráveis em trânsito em julgado que à garantiram o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais, devidamente atualizados pela taxa Selic. Diante desse fato, a ENGIE Brasil Energia reconheceu R$ 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.

(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 2021, 2020 e 2019 estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 10.1.h e 10.2.a.(i).

Ano de 2021 – (i) recuperação de custos de energia, haja vista a repactuação do risco hidrológico, em 2021; (ii) redução do volume de compras de energia; (iii) aumento na receita de ativos financeiros de concessão; e (iv) maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG. Esses efeitos foram contrabalanceados pelos seguintes efeitos negativos: (i) aumento nos juros e variação monetária decorrente do aumento do saldo da dívida e elevação dos índices de correção e juros; (ii) reconhecimento de *impairment* das subsidiárias Pampa Sul e EGSD; (iii) reconhecimento de perdas por aumento do CAPEX e postergação da entrada em operação comercial de Gralha Azul e Novo Estado; (iv) aumento no resultado negativo das transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) resultado da alienação da venda da subsidiária Diamante; (vi) aumento dos custos com combustível próprio e encargos de uso da rede; (vii) aumento dos custos com materiais e serviços de terceiros; e (viii) redução da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda.

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.

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.

Na operação de *trading* de energia, a Companhia atua 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

(a) 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$ 14 milhões, R$ 33 milhões e R$ 9 milhões para os exercícios de 2021, 2020 e 2019, respectivamente.

Combustível para a produção de energia elétrica: 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$ 39 milhões, R$ 21 milhões, R$ 34 milhões, nos exercícios de 2021, 2020 e 2019, 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 2021, a TAR teve uma redução de 4,5%, com impacto positivo no resultado da Companhia de, aproximadamente, R$ 9 milhões. No 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.

(b) 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 2021, 2020 e 2019, 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 2021, 2020 e 2019 foram estes:

Valores em R$ milhões	2021	2020	2019
Juros e variação monetária sobre:			
Concessões a pagar	1.050	930	466
Empréstimos e financiamentos	1.072	591	356
Debêntures	925	516	394
Ações preferenciais resgatáveis	29	5	-
Hedge de valor justo sobre empréstimos	157	(4)	62

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 2019, a Companhia ingressou no segmento de transporte de gás com a aquisição de participação na controlada em conjunto TAG.

Em razão da representatividade do segmento supracitado, juntamente com o aumento das operações de *trading* e transmissão iniciadas em 2018 e 2017 respectivamente, 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 Executiva. 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.

Em 31.12.2021 estava em avaliação a venda da subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD"), e consequentemente do segmento de painéis solares. Em 21.02.2022 foi concluída a operação de alienação, sem impactos significativos para a Companhia, haja vista a relevância do segmento e dos valores envolvidos na operação.

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. Em fevereiro de 2022, a Companhia realizou a alienação da controlada EGSD, passando a não atuar mais no segmento de painéis solares.

- 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.

2021

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 68,3%, 22,6% e 8,9%, respectivamente, das receitas operacionais líquidas consolidadas da Companhia em 2021.

O segmento de transporte de gás, por meio da controlada em conjunto TAG, é reconhecido no resultado do exercício como "Resultado de equivalência patrimonial" e representa 38,4% do lucro líquido da Companhia.

Em 2021, a Companhia não ingressou em novos segmentos e não houve alienação de segmento operacional.

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.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

2021

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

- Alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda ("Diamante")

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, foi avaliada a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ("CTJL"), ativo controlado pela Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante"), cujas capacidade instalada e garantia física são de 857,0 MW e 649,9 MW médios, respectivamente.

Desta forma, em 30.08.2021, foi assinado o contrato de compra e venda de quotas ("QPA") entre a Companhia e a ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), controlada da Companhia, na qualidade de vendedoras; Fram Capital Energy II Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("FRAM") e Diamante, na qualidade de intervenientes-anuentes; e Diamante Holding Participações Ltda. ("Diamante Holding"), controlada da FRAM, na qualidade de compradora, o qual regula a aquisição, pela Diamante Holding, da totalidade da participação societária que a Companhia e a EBC possuem na subsidiária Diamante.

Em 18.10.2021, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia e a EBC possuem na Diamante. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de aquisição de 100% da participação acionária em Diamante foi de R$ 321 milhões, sendo que R$ 210 milhões foram pagos no fechamento da operação e R$ 111 milhões, estão pendentes de recebimento uma vez que estão atrelados ao cumprimento de algumas condições previstas no QPA. O resultado da venda da subsidiária foi de perda de R$ 200 milhões e estão apresentados na rubrica "Alienação de subsidiária" na demonstração de resultado.

- Aquisição do projeto Complexo Fotovoltaico Assú Sol

Em 28.09.2021, foi assinado o contrato de compra e venda de ações entre a controlada da Companhia, ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP"), na qualidade de compradora, e Infinito Energy Investimentos e Participações S.A. e Atlântica Solar Power Ltda., na qualidade de vendedoras, tendo por objeto a aquisição do projeto do Complexo Fotovoltaico Assú Sol por meio da compra da totalidade das ações da Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol"), localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Em 21.12.2021, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de aquisição.

O projeto, com capacidade instalada total estimada de até 750 MW, será desenvolvido na mesma região onde a Companhia opera, desde 2017, a Usina Fotovoltaica Assú V. O valor total da operação é de R$ 44 milhões (base dezembro de 2021). Os pagamentos serão realizados conforme o cumprimento de marcos relacionados ao cronograma de desenvolvimento do projeto, sendo que, até a data dessas Demonstrações Contábeis, foi pago o montante de R$ 8 milhões.

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 n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. O fechamento da operação ocorreu em 3 de março de 2020, de modo que em 29 de maio de 2020 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo ao respectivo contrato de concessão, consolidando a transferência de titularidade.

A Novo Estado detém a concessão do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel n° 002/2017, realizado em dezembro de 2017. O objeto da referida concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e a expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins pelo prazo de 30 anos. O prazo limite para início da operação da linha de transmissão, cuja RAP é de R$ 313 milhões, é 09.03.2023.

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.

c. Eventos ou operações não usuais

2021

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício de 2021 foram os seguintes: (i) R$ 1.591 milhões referente à repactuação do risco hidrológico; (ii) R$ 1.076 milhões de *impairment*, dos quais: (ii.i) R$ 1.080 milhões e R$ 78 milhões correspondem a *impairment* das investimentos detidos nas controladas Pampa Sul e EGSD, respectivamente, em função da expectativa de alienação destas Companhias; e (ii.ii) R$ 58 milhões e R$ 22 milhões relativos a reversão de *impairment* do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Usina Termelétrica Lages, respectivamente; e (iii) R$ 200 milhões de perda na alienação da subsidiária Diamante.

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$ 99 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$ 41 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 Jaguara, 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.

10.4 Comentários dos Diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

2021

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no exercício encerrado em 31.12.2021.

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

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

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

2021

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, no exercício encerrado em 31.12.2021.

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.

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 2021, 2010 e 2019.

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 2021, 2020 e 2019.

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 2021, 2020 e 2019.

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 2021, basicamente, as obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, ambas em fase de finalização, e o Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, além da a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os investimentos realizados em 2021 e os previstos para o período de 2021 a 2024 na data-base de 31.12.2021, são estes:

Financiamento com (Valores em R$ milhões)	Realizado 2021	Previsto 2022	Previsto 2023	Previsto 2024
- Capital de terceiros	2.809	1.671	-	-
- Capital próprio	598	812	843	148
	3.407	**2.483**	**843**	**148**

Em 2021, a Companhia investiu R$ 3.407 milhões, dos quais (i) R$ 3.072 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R$ 1.415 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 846 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul , R$ 445 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II, R$ 364 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I e R$ 2 milhões em outros projetos; (ii) R$ 283 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (iii) R$ 42 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; e (iv) R$ 10 milhões destinados à aquisição de participações societárias do projeto do Complexo Fotovoltaico Assú Sol.

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, Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I, 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

Usina Termelétrica Pampa Sul

Como parte dos compromissos da Companhia com a descarbonização de seu portfólio, à controlada direta Pampa Sul, a qual detém a Usina Termelétrica Pampa Sul, única usina a carvão remanescente no portfólio da ENGIE Brasil Energia, será dado encaminhamento similar ao realizado em 2021 com a venda da Diamante a qual detém o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Sendo assim a Companhia continua a sondar potenciais compradores para o ativo, em um movimento planejado para desfecho ainda em 2022. Em decorrência da intenção firme de venda da subsidiária, a Companhia reconheceu, em 31.12.2021, R$ 1.080 milhões de *impairment* no investimento tendo em vista que a avaliação preliminar do valor de venda é inferior ao valor contábil da subsidiária.

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.

Adicionalmente, com o objetivo de promover a substituição gradual da capacidade termelétrica pela geração a partir de fontes renováveis, o Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05.08.2021, aprovou a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas para avaliar a aquisição da Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect"), empresa pertencente ao Grupo ENGIE, detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, localizados em Minas Gerais e Rio Grande do Norte, respectivamente, com capacidade instalada total de 259,8 MWp, e da ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. Os

ativos estão contratados pelo prazo de 20 anos no 2° Leilão de Energia de Reserva de 2015. A Companhia concluiu a operação em 15.03.2022.

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 n° 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. Em 2021, a ENGIE Brasil Energia destinou R$ 72,8 milhões ao Programa, de acordo com a seguinte distribuição:

- R$ 20,6 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);

- R$ 10,3 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);

- R$ 13,1 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária (conforme Lei 14.120 de março de 2021);

- R$ 28,8 milhões em 14 projetos que integravam a carteira em execução.

Entre os projetos desenvolvidos em 2021, destaca-se a continuidade da implantação do primeiro aerogerador nacional de grande porte, com 4,2 MW de potência, executado em parceria com a WEG – empresa brasileira especializada na fabricação de máquinas elétricas – e das Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), empresa de distribuição de eletricidade do Estado de Santa Catarina.

Ao final do ano, o protótipo de 4,2 MW se encontrava em fase final de comissionamento, sendo testado na cidade de Tubarão (SC), já conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Após a etapa de testes, deverá ser iniciada a fase de certificação.

De forte caráter inovador, em 2019 esse projeto já tinha sido pioneiro ao executar a primeira certificação de um aerogerador de grande porte (2,1 MW) no Hemisfério Sul. Para essa nova turbina eólica, de 4,2 MW, além da certificação está planejada a execução da primeira campanha de ensaios de afundamento de tensão de um aerogerador no Brasil.

Também ao final de 2021, a ENGIE Brasil Energia lançou, pela primeira vez na história do Programa de P&D da Companhia, uma chamada pública para financiamento de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento com o tema "Impactos das mudanças do clima e do uso da terra no setor elétrico brasileiro". As iniciativas selecionadas para receber recursos – cerca de R$ 4 milhões, ao todo – poderiam ser propostas por profissionais vinculados a empresas ou instituições de ensino e pesquisa, com foco em impactos (futuros) para o setor elétrico no Brasil e América do Sul.

A Chamada previa projetos distribuídos em cinco linhas de pesquisa (i) paleoclimatologia; (ii) mudanças futuras nos padrões atmosféricos e oceânicos sul-americanos (com impacto sobre fontes de energia renováveis); (iii) quantificação das fontes de umidade para as regiões hidrográficas de relevância na produção de energia; (iv) modelagem climática regional com aplicação à previsibilidade de eventos significativos (estiagens); e (v) quantificação dos efeitos das mudanças da cobertura do solo nas componentes do ciclo hidrológico regional. As propostas selecionadas deverão ser desenvolvidas em, no máximo, 24 meses.

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 Companhia 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. No âmbito desta ação, foi proferida decisão liminar, em 16.03.2021, suspendendo parcialmente as obras em um trecho denominado "Escarpa Devoniana". Em decorrência dessa decisão, em 24.03.2021, União, Estado do Paraná e Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. ("Gralha Azul") apresentaram pedido de extensão dos efeitos da suspensão de liminar e de sentença para que abrangesse esta segunda liminar. Na mesma data, em 24.03.2021, o STJ deferiu os pedidos apresentados, sustando os efeitos da citada liminar até o trânsito em julgado da ação.

Em 28.09.2021, o Sistema de Transmissão Gralha Azul obteve autorização do Operador Nacional do Sistema (ONS) para o início da operação comercial parcial de suas linhas de transmissão. A expectativa de entrada em operação comercial total está prevista para fevereiro de 2023.

Complementarmente, durante o ano de 2021, em função do andamento da implantação de Gralha Azul, verificou-se a necessidade de incremento do valor de investimento inicialmente previsto, bem como a postergação da entrada em operação total do projeto. Com isso, houve o reconhecimento de R$ 181 milhões (R$ 4 milhões em 2020) referente às perdas por ineficiência na construção da infraestrutura de Gralha Azul.

- Acompanhamento do projeto Novo Estado

Em 23.12.2021, a Companhia comunicou aos seus investidores que a Novo Estado obteve autorização do ONS para o início da operação comercial parcial, o que caracteriza o marco inicial da operação deste projeto. A expectativa de entrada em operação comercial total está prevista para dezembro de 2022.

Adicionalmente, pelo mesmo motivo supramencionado de Gralha Azul, em 2021, foi reconhecido o montante de R$ 289 milhões referente à perda por ineficiência na construção da infraestrutura de Novo Estado (em 2020 foi reconhecido ganho de R$ 39 milhões).

- Impactos da pandemia provocada pelo novo coronavírus

Os anos de 2020 e de 2021 foram marcados pelos efeitos da pandemia da Covid-19, doença causada pelo novo coronavírus, que impactou a economia mundial. Em decorrência disto, foram tomadas medidas restritivas no sentido de determinar o distanciamento social e o fechamento de estabelecimentos comerciais, além da paralisação da indústria.

As restrições impostas pelo isolamento social trouxeram efeitos importantes na atividade de diversos setores, na renda das famílias e nos investimentos no país. Na medida em que a situação da pandemia foi melhorando e, com isso, as restrições às atividades econômicas gradativamente reduzidas, houve evolução em diferentes regiões e segmentos de negócios.

No ano de 2021, bem como em 2020, a Companhia não apurou impactos significativos decorrentes da pandemia em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da pandemia e a retomada da atividade econômica aos níveis anteriores continue, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos. A seguir estão elencados os principais itens que estão sendo acompanhados pela Companhia.

- **Demanda de energia elétrica**

As restrições à circulação e às atividades comerciais, industriais e de serviços impactam o consumo de energia elétrica. Contudo, em 2021 ocorreu a redução das medidas restritivas relacionadas à pandemia e grande parte do montante do consumo de energia previsto está respaldado por contratos firmados anteriormente à Covid-19. No âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) não houve alterações nas cláusulas contratuais decorrentes da pandemia para as negociações do período dos doze meses de 2021.

- **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.

- **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.

- ***Standstill***

Em 2020, as controladas da subsidiária Energias Eólicas do Ceará e a controlada direta Pampa Sul aderiram à condição oferecida pelo BNDES, a qual possibilitou a suspensão temporária por até seis meses, naquele ano, das parcelas do serviço da dívida (principal e juros) dos financiamentos contratados junto ao banco (*standstill*). Esta adesão proporcionou um caixa adicional de aproximadamente R$ 78 milhões em 2020, com a diluição desse montante por todo o prazo remanescente dos empréstimos contratados junto ao BNDES.

- Início da implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I ("CESA") e da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo II ("CECL II")

Em 15.01.2021, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral a assinatura do contrato para o fornecimento de aerogeradores do CESA, o que viabilizou o início da implantação de sua primeira fase, cuja capacidade instalada será de 434 MW, sendo sua energia totalmente direcionada para contratação no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O início da construção ocorreu em junho de 2021, tendo previsão de investimento inicial de R$ 2 bilhões e de entrada em operação comercial até março de 2023.

Adicionalmente, ao longo de 2021, a Aneel autorizou o início da operação do CECL II, composto por 11 usinas eólicas, cuja capacidade instalada e garantia física total é de 361,2 MW e 192,5 MW médios, respectivamente, e a energia está totalmente direcionada para o ACL.

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 – 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$ 1.564 milhões (controladora)
2.a) Informar o montante global dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 1.399 milhões [2]
2.b) Informar o valor por ação dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 1,7149994166 por ação ordinária
3) Informar o percentual sobre o lucro líquido do exercício distribuído	Equivalente a 100% do lucro líquido ajustado [3]
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$ 550 milhões
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 28.04.2022.
c) Eventual incidência de atualização e juros sobre dividendos e juros sobre capital próprio	Não aplicável.

[2] O montante global dos dividendos, de R$ 1.399 milhões, inclui os montantes de R$ 789 milhões e R$ 60 milhões relativos a dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio, respectivamente, indicados no item 6 "a", e o montante de R$ 550 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.

[3] 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".

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$ 789 milhões de dividendos intercalares e R$ 60 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 29.11.2021 e dos juros sobre o capital será em 17.03.2022.
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	2021 = R$ 1,9164997904 2020 = R$ 3,4281105638 2019 = R$ 2,8310418867
b) Dividendo e juros sobre capital próprio distribuído nos últimos 3 exercícios	2021 = R$ 1,7149994166 2020 = R$ 2,4717315830 2019 = R$ 1,5288117415
8) Havendo destinação de lucros à reserva legal	
a) Identificar o montante destinado à reserva legal	R$ 44 milhões
b) Detalhar a forma de cálculo da reserva legal	Corresponde a 5% do lucro líquido do exercício, limitado a 20% do capital social.
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 §1° do artigo 182 da Lei n° 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	Não aplicável.
b) Fornecer cópia do orçamento de capital	Não aplicável.
16) Havendo destinação de resultado para a reserva de incentivos fiscais	
a) Informar o montante destinado à reserva	R$ 31 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 n° 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2021
Lucro da exploração	**248**
Imposto de renda nominal (15%)	37
Adicional de imposto de renda	4
Imposto de renda calculado	**41**
Incentivo fiscal (%)	75%
Incentivo fiscal	**31**

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 – COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

12.5/6 Composição e experiência profissional do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (candidatos indicados)

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Indicado pelo controlador**
Outros cargos ou funções exercidos		**Número de mandatos consecutivos**	**Prazo mandato**	**Participação nas reuniões do C.A. de 2021**
Maurício Stolle Bähr	**17.09.1957**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	28.04.2022	Sim
Membro do Comitê Estratégico		11 (onze)	AGO 2024	100%
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	**14.01.1948**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Sim**
EP293989	Engenheiro	27 – Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	28.04.2022	Sim
Membro do Comitê Estratégico		10 (dez)	AGO 2024	100%
Manoel Arlindo Zaroni Torres	**18.12.1949**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Sim**
115.116.056-34	Engenheiro	28 - Conselho de Administração Independente (Suplente)	28.04.2022	Sim
-		11(onze)	AGO 2024	0%
Pierre Jean Bernard Guiollot	**21.04.1968**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
12CE76848	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28.04.2022	Sim
Membro do Comitê Estratégico		3 (três)	AGO 2024	0%
Paulo Jorge Tavares Almirante	**24.08.1964**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
C621425	Engenheiro	22 – Conselho de Administração (Efetivo)	28.04.2022	Sim
Membro do Comitê Estratégico		3 (três)	AGO 2024	30%

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Indicado pelo controlador**
Outros cargos ou funções exercidos		**Número de mandatos consecutivos**	**Prazo mandato**	**Participação nas reuniões do C.A. de 2021**
Paulo de Resende Salgado	**02.07.1945**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Sim**
161.008.917-00	Economista	27 – Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	28.04.2022	Sim
Membro do Comitê de Auditoria (Coordenador)		2 (dois	AGO 2024	100%
Manoel Eduardo Lima Lopes	**07/07/1943**	**Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Sim**
046.227.237-00	Contador	27 – Conselho de Administração Independente (Efetivo)	28.04.2022	Não
Membro do Comitê de Auditoria		1 (um)	AGO 2024	50%
Gil de Methodio Maranhão Neto	**18.01.1963**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
734.574.937-15	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28.04.2022	Sim
-		8 (oito)	AGO 2024	45%
Karin Koogan Breitman	**18.04.1969**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Sim**
375.914.877-87	Engenheira	27 – Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	28.04.2022	Sim
-		2 (dois)	AGO 2024	60%
Simone Cristina De Paola Barbieri	**14.03.1971**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
149.142.418-46	Psicóloga	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28.04.2022	Sim
-		3 (três)	AGO 2024	95%

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Indicado pelo controlador**
Outros cargos ou funções exercidos		**Número de mandatos consecutivos**	**Prazo mandato**	**Participação nas reuniões do C.A. de 2021**
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	**31.08.1955**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Sim**
338.907.227-68	Advogado	28 - Conselho de Administração Independente (Suplente)	28.04.2022	Sim
-		8 (oito)	AGO 2024	0%
Gustavo Henrique Labanca Novo	**05.03.1968**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
000.674.107-07	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28.04.2022	Sim
Membro do Comitê Estratégico		2 (dois)	AGO 2024	40%
Raquel da Fonseca Cantarino	**16.10.1972**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Sim**
025.407.357-38	Administradora	28 - Conselho de Administração Independente (Suplente)	28.04.2022	Não
-		2 (dois)	AGO 2024	10%
Richard Jacques Dumas	**20.01.1971**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
19FV02623	Economista	23 – Conselho de Administração (Suplente)	28.04.2022	Sim
-		1 (um)	AGO 2024	5%
Adir Flavio Sviderskei	**16.02.1965**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
427.166.400.68	Operador de	22 – Conselho de Administração (Efetivo)	28.04.2022	Não
-	Usina	1 (um)	AGO 2024	100%
Rubens José Nascimento	**11.12.1963**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
564.610.629-04	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28.04.2022	Sim
-		1 (um)	AGO 2024	0%
Sylvie Marie Vicente ep. Credot	**16.11.1976**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
11CA88390	Advogada	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28.04.2022	Sim
-		1 (um)	AGO 2024	na
Andre de Aquino Fontenelle Cangucú	**06.01.1969**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**28.04.2022**	**Não**
126.646.148-51	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	28.04.2022	Sim
-		1 (um)	AGO 2024	na

CONSELHO FISCAL (candidatos indicados)

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos ou funções exercidos		Número de mandatos consecutivos	Prazo mandato	Participação nas reuniões do C.F. de 2021
Carlos Guerreiro Pinto	**17.06.1942**	**Conselho Fiscal**	**28.04.2022**	**Não**
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo) - Indicado pelo controlador	28.04.2022	Sim
-		12 (doze)	AGO 2023	100%
Waltamir Barreiros	**04.08.1953**	**Conselho Fiscal**	**28.04.2022**	**Não**
242.690.507-72	Contador	43 - Presidente do C.F.(Efetivo) - Indicado pelo controlador	28.04.2022	Sim
-		3 (três)	AGO 2023	100%
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	**03.04.1952**	**Conselho Fiscal**	**28.04.2022**	**Não**
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplente) - Indicado pelo controlador	28.04.2022	Sim
-		16 (dezesseis)	AGO 2023	0%
Anderson Paiva Martins	**31.03.1979**	**Conselho Fiscal**	**28.04.2022**	**Sim**
077.424.247-70	Contador	48 - C.F.(Suplente) - Eleito p/ Minor. Ordinaristas	28.04.2022	Não
-		2 (dois)	AGO 2023	0%
Milre Felix Neto	**10.10.1980**	**Conselho Fiscal**	**28.04.2022**	**Sim**
218.099.188-63	Administrador	45 - C.F.(Efetivo) - Eleito p/ Minor. Ordinaristas	28.04.2022	Não
-		1 (um)	AGO 2023	100%
Vespasiano Pinto Salerno	**25.01.1960**	**Conselho Fiscal**	**28.04.2022**	**Não**
552.435.097-87	Contador	46 - C.F.(Suplente) – Indicado pelo controlador	28.04.2022	Sim
-		1 (um)	AGO 2023	0%

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é Diretor Presidente da ENGIE Brasil Participações Ltda., Presidente do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia e Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert – EP293989

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gestão CEDEP em Fontainebleau, França. Em 1990 foi Chefe da geração convencional da Electrabel e foi nomeado para o Comitê de Gestão Electrabel e como Presidente do Conselho de Trabalho e Recybel, e diretor de várias empresas. Em 2000 tornou-se CEO da Tractebel Electricity & Gas International e membro do Tractebel General Management Committee. Em 2003, ele também foi nomeado vice-presidente executivo da SUEZ. Em 2009 tornou-se vice-presidente executivo da GDF SUEZ. Em 2011 foi nomeado Presidente do International Power Board e, em 2013, também se tornou Conselheiro de Gérard Mestrallet, Presidente e CEO do GDF SUEZ. Em 2013 tornou-se CEO da linha de negócios da European Energy. Em 2015, aposentou-se da ENGIE e deixou o cargo de CEO da Electrabel. Atualmente é membro do Conselho de Administração e do Comitê Estratégico da Companhia; gestor da sua empresa Beeuwsaert Management CV e, desde 2014, também é membro do conselho da Tplus na Rússia e, desde 2017, vice-presidente do comitê de investimentos da AMEA em AbuDhabi.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Declarou, ainda, que atende todos os critérios previstos no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Manoel Arlindo Zaroni Torres - 115.116.056-34

Nascido em 18.12.1949, é Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) e Especialista em Administração Geral pelo CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. Em 2015, participou do *"Leading from the Chair" programme* – INSEAD – França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), e em 1998, passou a integrar a diretoria da ENGIE Brasil Energia S.A., quando atuou como Diretor de Operação. De 1999 a 2016 exerceu o cargo de Diretor Presidente da Companhia e de algumas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Companhia. Foi membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e da Eternit; presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina – FIESC. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Companhia e da Energia Sustentável do Brasil.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Pierre Jean Bernard Guiollot - 12CE76848

Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. Ingressou na ENGIE em 2008, onde até 2012 atuou como gerente contábil na ENGIE S.A. Em 2013, tornou-se Diretor Financeiro da divisão internacional de energia da ENGIE S.A. e tornou-se Vice-Diretor Financeiro do Grupo em 2014. Em julho de 2021, foi nomeado Diretor Financeiro da Unidade de Negócios Globais de Renováveis da ENGIE. Ele também é membro do Conselho da GTT, uma entidade listada na França.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo Jorge Tavares Almirante

Nascido em 24.08.1964, é engenheiro com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa, diplomado em estudos de gestão pela Universidade Católica de Lisboa e participou do programa global de desenvolvimento de liderança da London Business School. Possui mais de 25 anos de experiência nas indústrias de energia elétrica e gás. De 2005 a 2013, foi diretor de PLC internacional da região ibérica, responsável pela gestão executiva de negócios em Portugal e Espanha; de 2013 até o início de 2016, foi CEO da Trustenergy, responsável pela gestão executiva dos negócios da ENGIE Europa em Portugal, e CEO da Portgás, concessionária para a implantação de uma rede de gás natural em 29 municípios portugueses; de 2016 a 2018, foi CEO da Business Unit Generation Europe e de 2018 a 2021 foi Diretor de Operações do Grupo. Atualmente Vice-Presidente Executivo Sênior encarregado de atividades renováveis – Gestão de Energia & Nuclear na ENGIE. Ainda, foi membro do comitê consultivo regulador de energia de Portugal e é vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo de Resende Salgado - 161.008.917-00

Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes do Rio de Janeiro, possui pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente Presidente do Citibank, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de *Underwriting* e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A.; como Consultor Econômico da Agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda.; e como membro do Conselho Fiscal da Companhia.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Manoel Eduardo Lima Lopes - 046.227.237-00

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Contabilidade e Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Foi membro do Conselho Fiscal da Companhia até abril de 2020. Atualmente é diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro. É membro do Comitê de Auditoria da ENGIE Brasil Energia S.A. desde maio de 2020.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Gil de Methodio Maranhão Neto - 734.574.937-15

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro Civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e *underwriting*) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. No período 1994 a 1996 trabalhou na Nacional Energética, na construção da Hidrelétrica Serra da Mesa. Desde 1996 no Grupo ENGIE, onde atuou como Gerente Delegado, Diretor de Construção da ENGIE Brasil Energia S.A. (Hidrelétricas Itá e Machadinho e Termelétrica William Arjona), e Diretor de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é Diretor de Estratégia, Comunicações e Responsabilidade Social Corporativa, membro do Comitê Executivo do Grupo no Brasil e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Karin Koogan Breitman – 375.914.877-87

Nascida em 18.04.1969, formada em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Mestre em Engenharia de Software pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Doutora em Ciências da Computação pela Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro. Ao longo de sua carreira, foi professora de Ciência da Computação na PUC-Rio, onde liderou projetos em conjunto com a NASA, HP, IBM e Microsoft. Mais tarde, ela se juntou à EMC e atuou como vice-presidente e cientista-chefe por um período de quatro anos. Autora de mais de cem patentes combinadas (Microsoft, EMC e Dell), livros e artigos científicos. Atualmente atua no Conselho de Profissionais da ACM, PMI-RJ e no Conselho do Grupo Editorial Nacional. É consultora da Comissão Europeia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e ocupa o cargo de Diretora na Rio Tinto.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Simone Cristina De Paola Barbieri – 149.142.418-46

Nascida em 14.03.1971, formada em Psicologia pela Universidade de São Paulo (USP), possui MBA Executivo em Administração Global – SOCIESC e Universidade Lusófona de Lisboa e ICC International Coaching Certification pela Iluminatta Brasil. De 2004 a 2015 foi Coordenadora de RH na ENGIE Brasil Energia S.A., tendo estruturado o programa de sucessão e preparação de potenciais, atuado em processos de desenvolvimento de lideranças, gestão do clima, gestão de desempenho e demais processos relacionados ao desenvolvimento de pessoas. Anteriormente, foi Consultora de RH na Roland Berger Human Resources, atuando em assessment e desenvolvimento de executivos. Atualmente é Diretora de Recursos Humanos na ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela gestão de RH e Saúde & Segurança, respondendo pela gestão cultural e da mudança, além do alinhamento das práticas de RH nas diversas entidades que compõem a BU Brasil.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira - 338.907.227-68

Nascido em 31.08.1955, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro, cursou pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Alcatel Telecomunicações S.A., de 1990 a 2002; Eternit S.A., de 1996 a 2000; Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e Acesita S.A. (ArcelorMittal Inox Brasil), de 1999 a 2008, do Conselho Fiscal da Companhia de Bebidas das Américas (Ambev), de 2000 a 2001, Presidente do Conselho Consultivo do Banco Calyon Brasil S.A., de 2000 a 2007, e atualmente integra a diretoria executiva da Pubas S.A. e é membro do Conselho de Administração da (i) Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, desde 1996; (ii) da Boa Esperança S.A.; e (iii) da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial. Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Gustavo Henrique Labanca Novo – 000.674.107-07

Nascido em 05.03.1968, é formado em engenharia eletrônica pela Universidade Gama Filho com MBA Executivo pela COPPEAD (UFRJ) e Pós-Graduação em Avaliação de Empresas e Projetos pela FGV-RJ. No Grupo ENGIE há mais de 20 anos, atuando no período de 1998 a 2000 como gerente de projetos e de desenvolvimento de negócios. No período de 2000 a 2010 atuou como analista financeiro, gerente de finanças sênior e VP AIFA (*Acquisitions, Investment & Financial Advisory*). Já de 2010 a 2015, foi VP de Desenvolvimento de Negócios. Exerceu o cargo de Diretor de Desenvolvimento de Negócios na Companhia de 2016 a agosto de 2019. Foi membro titular do Conselho Deliberativo da PREVIG Sociedade de Previdência Complementar, entidade instituída pela ENGIE Brasil Energia S.A. e foi membro titular do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A. Atualmente exerce o cargo de Diretor Superintendente da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG. É membro titular do Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspendido ou inabilitado para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Raquel da Fonseca Cantarino – 025.407.357-38

Nascida em 16.10.1972, é formada em Direito pela Universidade Estácio de Sá e em Administração de Empresas pela Faculdades Integradas Bennett, com Pós-Graduação em Gestão Financeira pela FGV. De 1991 a 1997 foi Analista de O&M na Federal de Seguros S.A. Atualmente é Operadora de Open Market no Banco Clássico S.A., efetuando operações financeiras de compra e venda de papéis, renda fixa, bolsa de valores e fundos de investimento, acompanhando os principais ativos financeiros e indicadores do mercado de capitais e controlando o valor disponível na reserva bancária.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que a tenham suspendido ou inabilitado para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Declarou, ainda, que atende todos os critérios previsto no Regulamento do Novo Mercado, conforme definido no artigo 16, parágrafos 1º e 2º, para seu enquadramento como Conselheiro Independente.

Richard Jacques Dumas – 19FV02623

Nascido em 20.01.1971, formado em Economia e Finanças pelo INSTITUT D'ESTUDES POLITIQUES, MBA na Canterbury Business School, participou do Programa de Gerenciamento INSEAD Cedep. Foi Auditor na PWC (Lyon e Paris/França) de Dez/1996 a Mar/2000, Controlador Financeiro da ELYO e SUEZ ENERGIES SERVICES (Paris) de março de 2000 a dezembro de 2003, CFO na ELYO ITALIA / GDFSUEZ (Milão) de Dez/2003 a Dez/2009, CFO da COFELY ITALIA/GDFSUEZ (Milão e Roma) de dezembro de 2009 a junho de 2010, CFO COFELY INEO / ENGIE (Paris) de junho de 2010 a fevereiro de 2016, Vice-Presidente Sênior de Finanças, Compras e Tecnologia da Informação na da ENGIE BU Oriente Médio, Ásia central e Turquia de março de 2016 a dezembro de 2019. Atualmente foi indicado para o cargo de CFO da ENGIE BU Brasil, responsável pelas atividades de Finanças, Compras e Tecnologia da Informação.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Adir Flavio Sviderskei – 427.166.400-68

Nascido em 16.02.1965, formado em Operação de Usina, (CEFA-Florianópolis), Eletrônica (Monitor-SP) e Bacharel em Administração pela Faculdade Anglicana. No Grupo ENGIE há mais de 20 anos, atuando na supervisão e gestão do time de Operação, em projetos de transição, instalação, modernização e comissionamento de Usinas. Membro do comitê local do Programa de Performance Humana. Na década de 90, foi Presidente da Fundação Atlético Social – FASE. Foi Presidente do Conselho Deliberativo e a partir de 2019 Presidente do Conselho Fiscal da ACABEVI – Associação Cultural de Alto Bela Vista SC. Atualmente atua como membro titular do Conselho Deliberativo da PREVIG Sociedade de Previdência Complementar, entidade instituída pela ENGIE Brasil Energia S.A.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Rubens José Nascimento – 564.610.629-04

Nascido em 11.12.1963, é formado em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e Pós-graduação em Gestão da Qualidade e Produtividade pela Universidade do Sul de Santa Catarina (UNISUL). Iniciou carreira na Eletrosul, no ano de 1987, como engenheiro de Manutenção de Usina. Em 1998, com a migração para a Gerasul, passou a integrar o quadro do Departamento de Operação e Manutenção. Em 2000 passou a coordenar as ações de manutenção de Sistemas, com trabalhos de abrangência nacional. Em 2011 passou à condição de Gerente da Área de Manutenção de Sistemas da Tractebel Energia. Foi membro titular do Conselho Deliberativo da Previg Sociedade de Previdência Complementar, entidade patrocinadora da ENGIE Brasil Energia. Atualmente é Gerente da Unidade Organizacional Engenharia de Manutenção de Ativos de Sistemas da ENGIE Brasil Energia.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Sylvie Marie Vicente ep. Credot - 11CA88390

Nascida em 16.11.1976, é formada em Direito com aprovação ao equivalente exame da Ordem dos Advogados em Paris em 2003. De 2013 a 2018, Conselheira Geral e Diretora de Ética, Secretária Corporativa e Diretora de RH da Storengy, sociedade responsável pela atividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás do Grupo ENGIE. De 2018 a julho de 2021, Conselheira Geral e Diretora de Ética da ENGIE GBS Legal. Atualmente é Diretora Jurídica e de Ética da Unidade de Negócios Globais de Renováveis do Grupo ENGIE.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Andre de Aquino Fontenelle Cangucú – 126.646.148-51

Nascido em 06.01.1969, é administrador formado pela Fundação Getúlio Vargas. Participou do Programa de Gerenciamento CEDEP em Fontainebleau, na França. De 1994 a 1997 trabalhou na Igaras Papéis e Embalagens S.A. De 1998 a 2002 trabalhou na Enron Corporation na área de investimento e *valuation*. Em junho de 2003 a 2004 foi Vice-Presidente em *finance & project economic advisory*, na Tractebel S.A. Chile. De 2004 a 2015 trabalhou na ENGIE Peru como Diretor Financeiro. Atualmente é Gerente de Infraestrutura das Américas, sediado na ENGIE North America.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Os administradores acima indicados não possuem qualquer tipo de condenação.

CONSELHO FISCAL

Carlos Guerreiro Pinto - 047.615.457-04

Nascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal. Atualmente é Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na SEA – Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro.
Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Waltamir Barreiros - 242.690.507-72

Nascido em 04.08.1953, é formado em Ciências Contábeis pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e pós-graduado em Auditoria pela UFSC. É também presidente do Conselho Fiscal da Energia Sustentável do Brasil (ESBR), desde maio de 2008, membro e Diretor de Patrimônio da Academia Catarinense de Ciências Contábeis. Trabalhou na Eletrosul – empresa que deu origem à Gerasul em 1997, atual ENGIE Brasil Energia - de março de 1975 a dezembro de 1997, em diversas funções na área contábil/tributária e no cargo de Gerente do Departamento de Contabilidade. Foi Gerente do Departamento de Contabilidade da ENGIE Brasil Energia de dezembro de 1997 a maio de 2005, e Gerente do Departamento de Governança Tributária, de maio de 2005 a abril de 2014. Foi professor do Departamento de Ciências Contábeis da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), em regime 20 horas, de agosto de 1985 a fevereiro de 2015. Foi Conselheiro Titular do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), de setembro de 2015 a agosto de 2016, membro da Câmara de Assuntos Tributários e Legislativos da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC), e membro Titular do Conselho Fiscal da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia (ABCE).
Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida - 269.006.377-87

Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 na Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo ENGIE, para trabalhar na holding como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Anderson Paiva Martins - 077.424.247-70

Nascido em 31.03.1979. Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 2016 na Faculdade Presbiteriana Mackenzie Rio, e Bacharel em Administração de Empresas, formado em 2013 no Centro Universitário da Cidade. Trabalhou na empresa Mega Models de 1999 a 2008, onde exerceu o cargo de Coordenador de Planejamento Financeiro. De 2008 a 2015 trabalhou na empresa Agency Models, onde exerceu o cargo de Assistente Financeiro. De 2015 até a presente data é Contador do Banco Clássico S.A.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Milre Felix Neto – 218.099.188-63

Nascido em 10.10.1980, é formado em Administração de Empresas pela Australian Catholic University, Brisbane, Austrália, e em Comercio-exterior pela Universidade Ibero-Americana Puebla, México, com MBA em Gestão Empresarial pela FGV – Fundação Getúlio Vargas. De 2006 a 2010 atuou no HSBC Bank Brasil S.A – Banco Múltiplo, na gerência de comercio exterior, atendimento a grandes empresas, 3 anos em São Paulo e 2 anos responsável pelo comercio exterior do HSBC no Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Desde 2011 é Gestor e Administrador do Grupo Maxi, empresa envasadora de água mineral na Serra de Campos do Jordão. Ainda atua com gestor da Empresa de desenvolvimento imobiliário, MF.

Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Vespasiano Pinto Salermo - 552.435.097-87
Nascido em 25.01.1960. Formado em Ciências Contábeis pela Universidade Gama Filho, com Pós-Graduação em Comércio Exterior pela Fundação de Comércio Exterior, com cursos de extensão profissional no Ibmec, FGV, ESAD, FEBRABAN e KPMG (Centro de Treinamento BNSA), especializou-se na avaliação financeira, operacional, contábil, Análise e Auditoria de Riscos de Crédito e *Valuation* de empresas em negócios que envolvam a captação de recursos nos diversos mercados, para investimentos operacionais, capitalização ou rentabilização ou cobertura de seu caixa. Firmará declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7/8 Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração:

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Indicado pelo controlador**
Outros cargos ou funções exercidos		**Número de mandatos consecutivos**	**Prazo mandato**	**Participação nas reuniões em 2021**
Maurício Stolle Bähr	17.09.1957	Comitê Estratégico	25.06.1999	Não
748.528.847-49	Engenheiro	Membro do Comitê (Efetivo)	25.06.1999	Sim
Presidente do Conselho de Administração		n.a.	Indeterminado	100%
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	14.01.1948	Comitê Estratégico	15.03.2001	Não
EP293989	Engenheiro	Membro do Comitê (Efetivo)	15.03.2001	Sim
Membro efetivo do Conselho de Administração		n.a.	Indeterminado	100%
Paulo Jorge Tavares Almirante	24.08.1964	Comitê Estratégico	24.07.2016	Não
M619074	Engenheiro	Membro do Comitê (Efetivo)	24.07.2016	Sim
Membro efetivo do Conselho de Administração		n.a.	Indeterminado	100%
Gustavo Henrique Labanca Novo	05.03.1968	Comitê Estratégico	05.05.2016	Não
000.674.107-07	Engenheiro	Membro do Comitê (Efetivo)	05.05.2016	Sim
Membro suplente Conselho de Administração		n.a.	Indeterminado	100%

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Indicado pelo controlador**
Outros cargos ou funções exercidos		**Número de mandatos consecutivos**	**Prazo mandato**	**Participação nas reuniões em 2021**
Pierre Jean Bernard Guiollot	21.04.1968	Comitê Estratégico	05.05.2016	Não
12CE76848	Engenheiro	Membro do Comitê (Efetivo)	05.05.2016	Sim
Membro efetivo do Conselho de Administração		n.a.	Indeterminado	100%
Paulo de Resende Salgado	02.07.1945	Comitê de Auditoria Estatutário	14.05.2020	Sim
161.008.917-00	Economista	Membro do Comitê (Coordenador)	14.05.2020	Sim
Membro efetivo do Conselho de Adm. Independente		n.a.	13.05.2022	100%
Manoel Eduardo Lima Lopes	07.07.1943	Comitê de Auditoria Estatutário	14.05.2020	Não
046.227.237-00	Contador	Membro do Comitê (Efetivo)	14.05.2020	Sim
Membro efetivo do Conselho de Adm. Independente		n.a.	13.05.2022	100%

12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos administradores e membros do Conselho Fiscal indicados; entre administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e entre administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia (Indicados pelo Acionista Controlador) e: (i) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia ou (ii) controlador direto ou indireto da Companhia:

a) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pela Companhia

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto Membro suplente do Conselho de Administração	734.574.937-15		
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração nos últimos três exercícios sociais			
A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.			

b) controlador direto ou indireto do emissor

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor Maurício Stolle Bähr Presidente do Conselho de Administração	748.528.847-49		
Pessoa Relacionada ENGIE Brasil Participações Ltda. (EBP) Diretor Presidente nos últimos três últimos exercícios sociais		Controle	Controlador Direto
Administrador do Emissor Simone Cristina De Paola Barbieri Membro do Conselho de Administração	149.142.418-46		
Pessoa Relacionada ENGIE Brasil Participações Ltda. (EBP) Diretora de Pessoas & Culturas nos três últimos exercícios sociais	01.370.013/001-15	Controle	Controlador Direto
Administrador do Emissor Pierre Jean Bernard Guiollot Membro Suplente do Conselho de Administração	000.000.000-00		
Pessoa Relacionada ENGIE S.A. Diretor Financeiro da Unidade de Negócios de Renováveis no último exercício social		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor Paulo Jorge Tavares Almirante Vice-Presidente do Conselho de Administração	000.000.000-00		
Pessoa Relacionada ENGIE S.A. Vice-Presidente Executivo de Renováveis no último exercício social		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor Richard Jacques Dumas Membro Suplente do Conselho de Administração	716.282.861-21		
Pessoa Relacionada ENGIE Brasil Participações Ltda. (EBP) Diretor Financeiro no último exercício social		Controle	Controlador Direto

12.12 Outras informações que a Companhia julgue relevantes

A Companhia esclarece que, serão propostos para a eleição 7 (sete) membros efetivos do Conselho de Administração, e seus suplentes, indicados pela Acionista Controladora, 1 (um) membros efetivos do Conselho de Administração, e seus suplentes, a serem indicados pelos acionistas não controladores e 1 (um) membro efetivo e seu suplente a serem indicados pelos empregados, cujo processo eleitoral ainda está em curso.

Também, caso haja pedido para instalação do Conselho Fiscal, serão propostos 2 (dois) membros efetivos do Conselho Fiscal, e seus suplentes, indicados pela Acionista Controladora 1 (um) membro efetivo do Conselho Fiscal, e seus suplentes, a serem indicados pelos acionistas não controladores.

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 06.12.2019, a Política de Remuneração dos Administradores, a qual encontra-se disponível no website da Companhia (www.engie.com.br/investidores).

A prática de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, 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 Executiva, 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 n° 6.404/76.

A composição da remuneração é estabelecida 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, o membro titular do Conselho de Administração, eleito pelos empregados, poderá 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 Executiva.

Diretoria Executiva

A remuneração dos membros da Diretoria Executiva 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 Executiva 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 31.12.2021					
	Conselho de Administração	**Diretoria Executiva**	**Conselho Fiscal**	**Comitê de Auditoria Estatutário**	**Total**
Remuneração fixa anual	77,5%	52,6%	100,0%	100,0%	60,7%
Salário ou pró-labore	72,9%	47,6%	100,0%	100,0%	56,0%
Benefícios direto e indireto	0,3%	5,0%	0,0%	0,0%	3,8%
Participações em comitês	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%
Outros	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	19,1%	28,7%	0,0%	0,0%	25,0%
Bônus	11,5%	12,7%	0,0%	0,0%	11,7%
Participação de resultados	7,6%	16,0%	0,0%	0,0%	13,3%
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	1,2%	4,9%	0,0%	0,0%	3,8%
Cessação do cargo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Baseada em ações	2,2%	13,8%	0,0%	0,0%	10,5%
Total da remuneração	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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 31.12.2020					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Remuneração fixa anual	75,3%	83,1%	100,0%	100,0%	81,4%
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%	-3,1%	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%	13,9%	0,0%	0,0%	10,0%
Total da remuneração	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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 Executiva	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/Anual-2022-CVM/SEP, 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 Executiva, 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 06.12.2019, tem como finalidade estabelecer as diretrizes de compensação dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretoria Executiva 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 Executiva, 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 Executiva 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 Executiva 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;

O montante de remuneração global é aprovado, anualmente, pela Reunião do Conselho de Administração, e a indicação dos membros de cada perfil administrador é de responsabilidade do Presidente do Conselho de Administração.

(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 31.12.2022 - Valores anuais em Reais					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	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	5.978.732,27	10.695.454,42	759.669,49	741.817,64	18.175.673,82
Salário ou pró-labore	5.547.180,24	9.675.392,65	759.669,49	726.817,64	16.709.060,02
Benefícios direto e indireto	99.100,00	1.020.061,77	-	-	1.119.161,77
Participações em comitês	332.452,03	-	-	-	332.452,03
Outros	-	-	-	15.000,00	15.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	Capacitação	-
Remuneração variável	1.223.950,14	5.102.226,33	-	-	6.326.176,47
Bônus	754.191,39	2.544.891,98	-	-	3.299.083,37
Participação de resultados	469.758,75	2.557.334,35	-	-	3.027.093,10
Participação em reuniões	-	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	183.083,59	887.433,32	-	-	1.070.516,91
Cessação do cargo	-	-	-	-	-
Baseada em ações	160.150,38	1.572.122,91	-	-	1.732.273,29
Total da remuneração	**7.545.916,38**	**18.257.236,98**	**759.669,49**	**741.817,64**	**27.304.640,49**

A Capacitação, inserida em "Outros", refere-se aos treinamentos para certificação do Comitê de Auditoria Estatutário. Para os membros de Diretoria Executiva e Conselho de Administração, itens relativos à capacitação estão consolidados em "Benefícios direto e indireto", porém, para o Comitê de Auditoria Estatutário o valor para Capacitação está reportado em "Outros" já que a Política de Remuneração não prevê benefícios para esse público.

O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP. Dado que o exercício social de 2022 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo Ofício-Circular CVM/SEP/N°01/2021.

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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 2022, será submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 33 milhões, dos quais R$ 5,7 milhões correspondem a encargos sociais de ônus do empregador.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2021 - Valores Anuais em Reais					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê Auditoria Estatutário	Total
Nº total de membros (“b”)	17,67	8	6	3	34,67
Nº de membros remunerados (“c”)	14,67	8	6	3	31,67
Remuneração fixa anual	3.961.103,88	9.333.331,98	736.024,04	660.383,11	14.690.843,01
Salário ou pró-labore	3.724.270,45	8.439.991,15	736.024,04	660.383,11	13.560.668,75
Benefícios direto e indireto	16.029,00	893.340,83	-	-	909.369,83
Participações em comitês	220.804,43	-	-	-	220.804,43
Outros	-	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações fixas	-	-	-	-	-
Remuneração variável	975.714,88	5.092.874,77	-	-	6.068.589,65
Bônus	588.835,59	2.255.922,23	-	-	2.844.757,82
Participação de resultados	386.879,29	2.836.952,54	-	-	3.223.831,83
Participação em reuniões	-	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-
Descrição de outras remunerações variáveis	-	-	-	-	-
Benefício pós-emprego	58.003,10	852.205,55	-	-	910.208,65
Cessação do cargo	-	-	-	-	-
Baseada em ações	111.441,27	2.434.539,14	-	-	2.545.980,41
Total da remuneração	**5.106.263,13**	**17.712.951,44**	**736.024,04**	**660.383,11**	**24.215.621,72**

O número de membros de cada órgão (letra “b”) foi apurado da forma especificada no Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP.

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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 31.12.2020 - Valores Anuais em Reais					
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	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/Anual-2022-CVM/SEP.

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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				
	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Total
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/Anual-2022-CVM/SEP.

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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 Executiva um dos membros foi remunerado pela Controladora por 7 meses.

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 2022

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
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	754.191,39	2.544.891,98
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	377.095,70	1.272.445,99
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	469.758,75	2.557.334,35
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	469.758,75	2.557.334,35

Reconhecido nos 3 últimos exercícios:

Remuneração variável – Exercício Social encerrado em 31.12.2021

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	17,67	8
Número de membros remunerados	2	8
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	815.035,22	3.027.198,28
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	407.517,61	1.513.599,14
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	519.809,78	2.741.619,25
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	259.904,89	1.370.809,63
Valor efetivamente reconhecido no resultado	975.714,88	5.092.874,77

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

Remuneração variável – Exercício Social encerrado em 31.12.2020

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
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	-
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 Executiva
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.

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 Executiva 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 significante 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 Executiva.

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 (2022)

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18	8
Número de membros remunerados	1	4
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	160.150,38	1.572.122,91
(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 31.12.2021

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	17,67	8
Número de membros remunerados	1	8
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	111.441,27	2.434.539,14
(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 Executiva
Número total de membros	16,58	7
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	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 Executiva
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.

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 (2022)

	Diretoria Executiva
Número total de membros	8
Data de outorga	15.03.2022
Quantidade de opções outorgada	28.841
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	15.03.2026
Prazo máximo para exercício das opções	15.03.2026
Prazo de restrição à transferência das ações	Não aplicável

Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2021

	Diretoria Executiva
Número total de membros	8
Data de outorga	15.03.2021
Quantidade de opções outorgada	34.634
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
Valor das opções na data da outorga (média simples do preço de fechamento nos 3 meses que antecederam a outorga)	R$43,22

Outorga baseada em ações – exercício encerrado em 31.12.2020

	Diretoria Executiva
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 Executiva
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

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 Executiva.

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 yeld* do preço de fechamento da ação EGIE3 na data.

O valor exato do incentivo será calculado por meio da seguinte fórmula: (% SB –VF PSP) / Valor da ação EGIE3 na data de início do plano = 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 4° 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 31.12.2021, 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 31.12.2021		
	Ações Ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Conselho de Administração	66.655	-	66.655
Diretoria Executiva	7.250	-	7.250
Conselho Fiscal	4.583	-	4.583
Total	**78.488**	**-**	**78.488**

As ações detidas por estes membros correspondem a 0,009619% das ações emitidas.

A cotação da ação em 31.12.2021 era de R$ 38,41 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 Executiva
Número de membros	17,67	8
Número de membros remunerados	2	8
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	0	1
Condições para se aposentar antecipadamente	2	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	1.941.440,82	8.700.235,04
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	42.909,46	654.433,28
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 Executiva			Conselho Fiscal			Comitê de Auditoria Estatutário		
(Valores em Reais)	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Nº de membros	17,67	16,58	15,75	8	7	6,67	6,00	5,33	3	3	2	-
Nº de membros remunerados	14,67	14,42	11,92	8	7	6,08	6,00	5,33	3	3	2	-
Valor da maior remuneração	2.080.483,95	2.193.509,56	2.090.450,34	3.371.882,49	2.361.439,08	2.535.148,05	151.343,96	146.751,80	156.713,06	220.127,70	150.514,67	-
Valor da menor remuneração	147.202,90	138.587,02	138.587,02	846.301,93	968.711,77	914.262,94	75.671,98	146.751,80	156.713,06	220.127,70	150.514,67	-
Valor médio da remuneração	348.075,20	379.839,27	469.685,49	2.214.118,93	1.243.682,93	1.659.026,21	122.670,67	119.310,42	156.713,06	220.127,70	210.720,54	-

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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 Executiva 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 estruturem 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 estruturem 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 Executiva 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 2021 – Remuneração Recebida em Função do Exercício do Cargo na Companhia

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário	Total
Controladores diretos e indiretos	-	225.063,88	-	-	225.063,88
Controladas da Companhia	-	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-	-

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

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

13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Conforme Ofício Circular/Anual-2022-CVM/SEP, 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 2022, 2021, 2020 e 2019 foram de R$ 5.699.158,18, R$ 5.563.453,67, R$ 3.242.642,25 e R$ 4.308.126,74, respectivamente.

Média anual de membros total de cada órgão

Ano de 2021

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal	Comitê de Auditoria Estatutário
Janeiro	18	8	6	3
Fevereiro	18	8	6	3
Março	18	8	6	3
Abril	18	8	6	3
Maio	18	8	6	3
Junho	18	8	6	3
Julho	18	8	6	3
Agosto	16	8	6	3
Setembro	16	8	6	3
Outubro	18	8	6	3
Novembro	18	8	6	3
Dezembro	18	8	6	3
Total	**212**	**96**	**72**	**36**
Média anual de membro	**17,67**	**8**	**6**	**3**

Ano de 2020

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	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
Total	**199**	**84**	**64**	**24**
Média anual de membro	**16,58**	**7**	**5,33**	**2**

Ano de 2019

Mês	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	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
Total	**189**	**80**	**36**
Média anual de membro	**15,75**	**6,67**	**3**

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 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. 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$ 37,9 milhões a título de PLR dos empregados, relativa ao exercício de 2021, a ser distribuído de acordo com os critérios definidos no Sistema de Remuneração da Empresa e Acordos Coletivos de Trabalho.