Exercícios de

2022
2021



ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

CNPJ 02.474.103/0001-19 NIRE 42 3 0002438-4

R. Paschoal Apóstolo Pisca, 5064 | Agronômica
Florianópolis – SC | CEP 88025-255

EGIE B3 LISTED NM

IBOVESPA B3 IEE B3 ITAG B3 ISE B3 ICO2 B3

SUMÁRIO

Relatório da Administração 5
Mensagem da Administração 6
Premiações e Reconhecimentos Conquistados em 2022 9
Nossa Companhia 11
Estratégia Competitiva 23
Riscos e Oportunidades 29
Nosso Time 32
Meio Ambiente e Clima 36
Relações Sustentáveis 40
Desempenho Financeiro e Operacional 48
Informações Adicionais 68
Balanços Patrimoniais 70
Demonstrações dos Resultados 72
Demonstrações dos Resultados Abrangentes 73
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido 74
Demonstrações dos Fluxos de Caixa 75
Demonstrações dos Valores Adicionados 77
Nota 1. Contexto operacional 80
Nota 2. Apresentação das demonstrações contábeis 87
Nota 3. Caixa e equivalentes de caixa 94
Nota 4. Contas a receber de clientes 94
Nota 5. Depósitos vinculados 95
Nota 6. Ativo financeiro de concessão 96
Nota 7. Ativo de contrato 98
Nota 8. Ativos não circulantes mantidos para venda 101
Nota 9. Outros ativos 104
Nota 10. Investimentos 105
Nota 11. Imobilizado 116
Nota 12. Intangível 125
Nota 13. Fornecedores 129
Nota 14. Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros 132
Nota 15. Instrumentos de dívida 143
Nota 16. Concessões a pagar (Uso de Bem Público) 154
Nota 17. Benefícios a empregados 155
Nota 18. Provisões e depósitos judiciais 161
Nota 19. Tributos e outras obrigações regulatórias 165
Nota 20. Outros passivos 171
Nota 21. Patrimônio líquido 173
Nota 22. Dividendos e juros sobre o capital próprio 175
Nota 23. Receita operacional líquida 177
Nota 24. Detalhamento dos gastos operacionais por natureza 180
Nota 25. Resultado financeiro 181
Nota 26. Transações com partes relacionadas 181
Nota 27. Informações por segmento 188
Nota 28. Seguros 189
Nota 29. Compromissos de longo prazo 190
Nota 30. Informações complementares ao fluxo de caixa 193
Nota 31. Eventos subsequentes 193
Comentários Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais 194
Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes 197
Declaração dos Diretores da Companhia 202
Conselho de Administração 203
Diretoria Executiva 203
Departamento de Contabilidade 203
Relatório dos Auditores Independentes 204
Relatório Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário 212
Parecer do Comitê de Auditoria Estatutário 215
Parecer do Conselho Fiscal 216

PRINCIPAIS ASSUNTOS TRATADOS NAS NOTAS EXPLICATIVAS

Guia de leitura dividido pelos principais assuntos tratados nas notas explicativas. Clique sobre as notas para navegar no documento.

PANORAMA GERAL SOBRE A COMPANHIA

Nota 1: CONTEXTO OPERACIONAL

Nota 2: APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Nota 8: ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

Nota 10: INVESTIMENTOS

Nota 26: TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Nota 27: INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Nota 31: EVENTOS SUBSEQUENTES

ESTRUTURA DE CAPITAL

Nota 3: CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Nota 5: DEPÓSITOS VINCULADOS

Nota 14: GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Nota 15: INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Nota 21: PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Nota 22: DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

CONTAS A RECEBER E A PAGAR

Nota 4: CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Nota 13: FORNECEDORES

Nota 29: COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

TRIBUTOS E OBRIGAÇÕES

Nota 17: BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

Nota 18: PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Nota 19: TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

CONCESSÕES

Nota 6: ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Nota 7: ATIVO DE CONTRATO

Nota 11: IMOBILIZADO

Nota 12: INTANGÍVEL

Nota 16: CONCESSÕES A PAGAR (UBP)

RESULTADO

Nota 23: RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

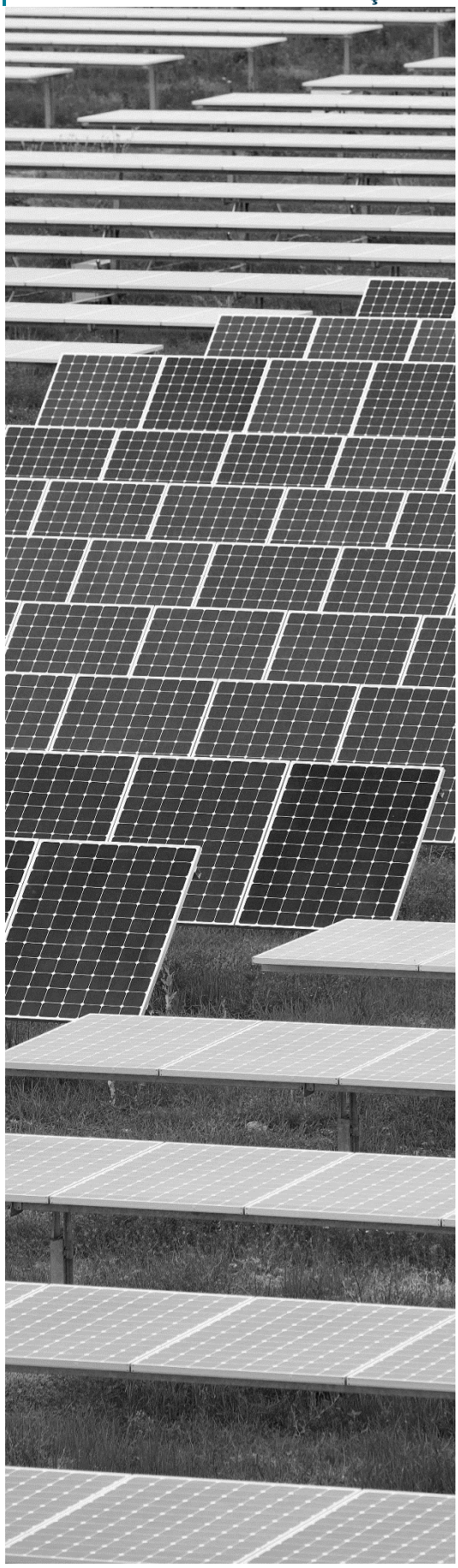
Nota 24: DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

Nota 25: RESULTADO FINANCEIRO

GLOSSÁRIO

ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ADR: *American Depositary Receipts*
AGO: Assembleia Geral Ordinária
ANA: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANCMV: Ativo Não Circulante Mantido Para Venda
Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AUD: Auditoria
B3: Brasil, Bolsa, Balcão
BASA: Banco da Amazônia
BD: Benefício Definido
BNB: Banco do Nordeste do Brasil
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNP: Banque Nationale de Paris
BPD: Benefício Proporcional Diferido
BSPS: Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado
CA: Conselho de Administração
CARF: Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
CCC: Conta Consumo de Combustíveis
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD: Contribuição Definida
CDE: Conta de Desenvolvimento Energético
CDI: Certificado de Depósito Interbancário
CFC: Conselho Federal de Contabilidade
COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CPR: Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas
CSLL: Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CSRF: Câmara Superior de Recursos Fiscais
CUSD: Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
CUST: Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
DI: Depósito Interbancário
Ebitda: *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*
EOL: Eólica
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
ESG: *Environmental, Social and Governance*
FGTS: Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
GAG: Gestão dos Ativos de Geração
GC: Gratificação de Confidencialidade
GSF: *Generation Scaling Factor*
HSBC: Hong Kong and Shanghai Banking Corporation
IASB: *International Accounting Standards Board*
ICMS: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
ICSD: Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IFRS: *International Financial Reporting Standards*
IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
INPC: Índice Nacional de Preço ao Consumidor
INSS: Instituto Nacional do Seguro Social
IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IR: Imposto de Renda
IRPJ: Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
ISE: Índice de Sustentabilidade Empresarial
ISO: *International Organization for Standardization*
ISSQN: Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza
JCP: Juros sobre Capital Próprio
KM: Quilômetro
LGPD: Lei Geral de Proteção de Dados
MME: Ministério de Minas e Energias
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
MUFG: Mitsubishi UFJ Financial Group
MW: Megawatt
MWh: Megawatt-hora
MWm: Megawatt Médio
NDF: *Non-Deliverable Forward*
NIB: Nordic Investment Bank
O&M: Operação e Manutenção
ONS: Operador Nacional do Sistema
ORA: Outros Resultados Abrangentes
P&D: Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
PCH: Pequenas Central Hidrelétrica
PDV: Plano de Demissão Voluntária
PEC: Proposta de Emenda Constitucional
PIS: Programa de Integração Social
PLD: Preço de Liquidação de Diferenças
PO: Política
RAG: Receita Anual de Geração
RAP: Receita Anual Permitida
RBO: Retorno da Bonificação pela Outorga
RI: Relação com Investidor
SIG: Sistema Integrado de Gestão
SIN: Sistema Interligado Nacional
SPA: *Share Purchase Agreement* ou Contrato de Aquisição de Ações
SPE: Sociedade de Propósito Específico
STF: Supremo Tribunal Federal
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo
UBP: Uso de Bem Público
UHE: Hidrelétricas
UTE: Termelétrica
V.M.: Variação Monetária

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO



Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE Brasil Energia” ou “Companhia”) submete para apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2022 e 2021, em conformidade com as práticas contábeis internacionais e as adotadas no Brasil. Acompanham este documento o relatório dos Auditores Independentes e os pareceres do Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2022. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente documento cumpre a exigência da Lei n°6.404/76, da CVM e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Aneel. É destinado, prioritariamente, aos acionistas da Companhia, e mantido à disposição para acesso público nos *websites* da ENGIE Brasil Energia, da CVM e da B3. Em conformidade com a legislação brasileira, uma versão é publicada em veículos de mídia de Santa Catarina, estado onde a Companhia tem sede.

Em complemento a este Relatório, a ENGIE Brasil Energia publica, ao final de abril, o Relatório de Sustentabilidade, com conteúdo mais abrangente, desenvolvido conforme as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e da Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

Mensagem da **Administração**

Agir para **acelerar**. É a partir de dois verbos que o propósito da ENGIE impulsiona nosso trabalho, todos os dias. E embora o foco desse propósito esteja na transição energética - cada vez mais necessária ao enfrentamento dos desafios climáticos - nosso comprometimento é fazer com que esse movimento contribua também para melhorar a qualidade de vida das pessoas, em uma sociedade justa e realmente sustentável.

Em 2022, **agimos, aceleramos e avançamos**, colhendo resultados que refletem a consistência da estratégia, resiliência do modelo de negócios, eficácia da gestão de riscos da Companhia e sólida estrutura de governança, com responsabilidades claramente definidas e processos avaliados e auditados anualmente - tanto por equipes internas quanto por terceira parte independente. No acumulado do ano de 2022 a receita operacional líquida superou R$ 11,9 bilhões, valor 5,1% abaixo do registrado em 2021, resultado da combinação da redução da receita de construção dos sistemas de transmissão, decorrente do **avanço** das obras e de menor receita das operações de *trading*, efeitos que foram atenuados pelo aumento da quantidade de energia vendida e maior preço médio de venda. O Ebitda ajustado registrou redução de 3,8% em 2022, atingindo R$ 6,9 bilhões, consequência dos efeitos mencionados acima, além do reconhecimento, em 2021, de recuperação de custos passados, no valor de R$ 1,6 bilhão, referentes à repactuação do risco hidrológico. Excluindo-se esse efeito, o Ebitda teria crescido 23,4%. Por fim, o lucro líquido da ENGIE Brasil Energia totalizou R$ 2,7 bilhões, aumento de R$ 1,1 bilhão ou 70,3% no acumulado dos 12 meses de 2022.

Nosso Propósito:

Agir para acelerar a transição rumo a uma sociedade neutra em carbono, por meio do consumo reduzido de energia e de soluções mais sustentáveis.

O cenário hidrológico favorável de 2022, diferentemente do registrado nos últimos anos, foi bastante positivo para o setor elétrico, permitindo que a geração hidrelétrica continuasse a apoiar o crescimento das fontes eólica e solar como base do Sistema Elétrico Nacional. Complementarmente, levou à queda dos preços de liquidação de energia no curto prazo, o que pouco afeta as receitas da Companhia, considerando alto nível de contratação do nosso diversificado portfólio no curto e no médio prazos, majoritariamente no ambiente de contratação regulado, conferindo estabilidade aos resultados.

Tal condição nos permite remunerar investidores e seguir crescendo de modo responsável, disciplinado e competitivo. Como parte dessa trajetória, o Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, chegou ao final de 2022 em estágio **avançado** de implantação. Apesar dos desafios impostos por problemas na cadeia global de suprimentos - provocados pelos desequilíbrios decorrentes da crise pandêmica e do conflito na Ucrânia - **agimos** para minimizar efeitos ao cronograma das obras e garantir a entrada em operação, gradualmente, a partir do primeiro trimestre de 2023. Ao operar integralmente, esse ativo agregará 434 MW à nossa capacidade instalada.

Ainda no âmbito da geração, o crescimento em renováveis se fortaleceu com a aprovação de dois projetos de grande porte na Região Nordeste, com previsão de implantação em 2023 e 2024, **acelerando** nosso crescimento em geração renovável. Um deles é o Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado em Gentio do Ouro (BA), com 846 MW de capacidade instalada e investimento da ordem de R$ 6 bilhões. O outro é o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, em Assú (RN), com 752 MW, situado em área contígua às usinas fotovoltaicas que a Companhia já opera no município.

Esses dois novos empreendimentos representam os maiores projetos eólico e fotovoltaico, respectivamente, já implantados pelo Grupo ENGIE no Brasil. Dimensão que reflete a evolução das nossas competências e a total confiança na capacidade de nossas equipes para executá-los com excelência, aliando qualificação técnica às boas práticas socioambientais.

Assim conduzimos todos os empreendimentos da Companhia, incluindo nossos primeiros ativos de transmissão. Em operação há cerca de um ano, o Sistema de Transmissão Gralha Azul obteve elevados índices de eficiência, o que reitera nossa contribuição ao desenvolvimento socioeconômico do estado do Paraná. No Norte do país, o Sistema de Transmissão Novo Estado **avançou** à fase final de construção, com perspectiva de entrada em operação integral no primeiro trimestre de 2023, com a energização total dos 1,8 mil quilômetros de linhas e operação de subestações nos estados de Tocantins e Pará.

Essa expansão é também decorrente de nosso compromisso com a descarbonização do parque gerador, tendo como último marco a assinatura, em setembro, do contrato de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, única remanescente a carvão em nosso parque gerador. Ao ser concluída a transação, em 2023, esse movimento alçará a ENGIE Brasil Energia à posição de maior geradora de energia elétrica renovável do país.

Planejada com rigor, desde 2015, nossa jornada de descarbonização prevê ações estratégicas para compensar a perda da capacidade proveniente de fontes fósseis. Assim, entre 2016 e 2022, mais de R$ 20 bilhões foram destinados à transição - o que significou quadruplicar o montante de investimento anual nesse período se comparado a períodos anteriores. Uma **aceleração** inegável, viabilizada pelo apoio incondicional de nosso Controlador, bem como pela sólida condição financeira e operacional conquistada pela Companhia ao longo de sua trajetória.

Mantemos, desse modo, a posição de destaque da ENGIE Brasil Energia em geração e fortalecemos nossa presença nos segmentos de transmissão e transporte de gás, da forma que sempre atuamos: com absoluto respeito ao meio ambiente e compromisso com todas as pessoas, dentro e fora da Companhia. **Agimos** intensamente em 2022 no fortalecimento da nossa cultura de segurança, entre colaboradores próprios e prestadores de serviços em nossas instalações, e celebramos um ano sem acidentes graves ou fatais e significativa redução (-52,5%) nos acidentes de trabalho com afastamento.

Com vistas a garantir um ambiente de trabalho cada vez mais seguro, acolhedor e próspero, também empreendemos iniciativas de promoção à diversidade, equidade e inclusão. Dando sequência ao plano de ampliar a presença feminina em cargos de liderança e funções operacionais, **avançamos** em ações tais como vagas afirmativas para engenheiras e a realização de programa de capacitação de mulheres em operação e manutenção.

Cientes de que a equidade de gênero constitui fator essencial, mas não basta à formação de uma sociedade mais justa e igualitária, temos expandido nossas ações em prol da diversidade, a fim de criar oportunidades acessíveis a outros grupos sub-representados. Com esse intuito lançamos, em 2022, a Política de Diversidade e Inclusão, o Guia Prático LGBTQ+ e o Programa de Diversidade e Inclusão, voltado às pessoas com deficiência.

A essas iniciativas se somam diversas outras desenvolvidas e apoiadas pela ENGIE Brasil Energia focadas no desenvolvimento sustentável dos territórios dos quais fazemos parte. A partir das demandas identificadas em cada comunidade, destinamos mais de R$ 21 milhões, em 2022, a projetos - locais e corporativos - que promovem o acesso à cultura, à educação, ao esporte e à saúde, entre outros temas relevantes para a sociedade.

A escala de relevância e urgência de nossas ações sociais têm base no diálogo com os *stakeholders* locais. Em 2022, retomamos o processo de escuta ativa das comunidades, promovendo painéis de sustentabilidade nos municípios-sede de usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia. Nessas conversas, que reuniram cerca de 300 pessoas, compreendemos melhor as percepções acerca dos impactos de nossas operações, bem como das possibilidades de apoio da Companhia ao desenvolvimento local - o que direciona planos de engajamento e investimento social de forma estratégica.

Entre os temas que emergiram dos diálogos está a grande preocupação das comunidades com o meio ambiente, compartilhada pela ENGIE Brasil Energia. Além de assegurar a conformidade de todas as nossas atividades com a legislação ambiental, desenvolvemos diversas iniciativas voluntárias para conservação, com foco em biodiversidade, água, resíduos e clima. Esse último ganhou atenção especial no ano, com o aprofundamento dos estudos de nossa Jornada Net Zero, o que gerou um amplo plano de ação focado na descarbonização de nossas atividades, com estratégia, gestão de riscos, revisão de métricas e estabelecimento de metas que incluem o engajamento de nossa cadeia de valor. Nossa evolução no tema pode ser acompanhada através do CDP (anteriormente Carbon Disclosure Project), plataforma que amplia a transparência do desempenho e compromissos climáticos de organizações em todo o mundo, ao qual fizemos nosso primeiro reporte em 2022.

A corrente por um presente e um futuro melhor, para as pessoas e o planeta, tem conquistado aliados importantes: nossos clientes. Por meio do Programa Parcerias do Bem, que propõe somar investimentos e ações de responsabilidade social de diferentes organizações, agregamos empresas de diversos portes, setores e regiões do país, as quais compartilham do desejo de ampliar o impacto positivo dos negócios. Ao final de 2022, mais de 20 organizações integravam o Programa, compondo uma rede transformadora, decidida a deixar um legado significativo às comunidades.

Para muitos de nossos clientes, o compromisso da ENGIE Brasil Energia com a agenda socioambiental constitui um diferencial competitivo decisivo, que se soma a outros essenciais a um relacionamento que vai muito além da contratação de energia. Preparada para as oportunidades que irão surgir em um cenário que vislumbra a expansão do ACL - permitida pela Portaria 50/2022, publicada pelo MME em setembro - a Companhia tem intensificado as iniciativas de digitalização do atendimento, com destaque para o Energy Place, plataforma inovadora de aquisição e gestão de energia. Em paralelo, reestruturamos nossas equipes comerciais e formatamos uma série de soluções que visam atender, com agilidade e confiabilidade, aos diferentes perfis de clientes aptos a ingressar no Mercado Livre de Energia.

Não temos dúvida de que, assim como essa, outras mudanças regulatórias esperadas para a modernização do setor elétrico brasileiro trarão benefícios à economia e à sociedade. A fim de colaborar com esses **avanços**, a ENGIE se mantém dialogando e cooperando com agentes públicos e privados para direcionamento estratégico do mercado, em debates que passam por temas como o fim dos subsídios que prejudicam a competitividade no setor e o reconhecimento da função essencial exercida pelas hidrelétricas no contexto de inserção de energias intermitentes no Sistema Interligado Nacional (SIN) - atualmente sem a adequada remuneração dos atributos dessa fonte. Neste contexto, estamos otimistas quanto às discussões que tomarão espaço no ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro em 2023.

Confiante na capacidade de crescimento do país, a Companhia segue atenta às oportunidades de contribuir para que todo o potencial do Brasil se concretize, gerando desenvolvimento econômico, conservação ambiental e justiça social. Agradecemos aos que compartilham desse otimismo, acreditam em nossos compromissos e apoiam nossas realizações. Juntos, **agimos** e **aceleramos** a transição que nos levará ao futuro desejado.

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini

Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Premiações e reconhecimentos conquistados em 2022

Destaque do setor de energia no Prêmio Exame Melhores do ESG 2022.

Integrante da Carteira 2023 do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 – pelo 18º ano consecutivo, desde a criação do ISE.

Integrante da Carteira 2022 do Índice Carbono Eficiente (ICO2) da B3 pela terceira vez – desde que se habilitou à avaliação, como participante do IBRX100.

Melhor reputação do país – segmento energia – Índice Caliber de Reputação

8º lugar na categoria **Empresa Líder em Relações com Investidores** e 10º como **Empresa Líder em Sustentabilidade** segundo a Agenda Líderes Sustentáveis – ALAS20

Vencedora do **Troféu Transparência da Associação Nacional Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac)** – na categoria "Empresas com receita líquida de R$ 5 até 20 bilhões", pela 13ª vez.

Presença no ***Ranking*** **da Revista Institutional Investor (Electric & Other Utilities - Latin America)**, com as seguintes classificações:

- Melhor CEO: 3ª posição *overall* e 1ª*sell-side*
- Melhor CFO: 1ª posição *sell-side*
- Melhor Programa de RI: 2ª posição *sell-side*
- Melhor profissional de RI: 3ª posição *overall* e 2ª *sell-side*
- Melhor time de RI: 3ª posição *sell-side*
- Melhor *Analyst Day*: 2ª posição *sell-side*
- Melhores divulgações ESG: 2ª posição *sell-side*.

Evolução de desempenho

Indicadores	2022	2021	2020	Variação 2022x2021	Variação 2022x2020
Operacionais e comerciais					
Usinas em operação	76	68	60	8	16
Capacidade instalada operada (MW)	10.174,0	9.939,4	10.431,2	2,4%	-2,5%
Capacidade instalada própria (MW)	8.453,3	8.218,7	8.710,5	2,9%	-3,0%
Capacidade instalada própria de fontes renováveis (%)	95,9	95,8	86,2	0,1 p.p.	9,7 p.p.
Venda de energia (GWh)	37.932	36.365	37.957	4,3%	-0,1%
Venda de energia (MWm)	4.330	4.151	4.321	4,3%	0,2%
Preço médio líquido de vendas (R$/MWh)	222,9	199,8	193,4	11,6%	15,3%
Número de clientes atendidos (ACL)	982	877	930	12,0%	5,6%
Econômico-financeiros (R$ milhões)					
Receita operacional líquida	11.907	12.541	12.259	-5,1%	-2,9%
Ebitda	6.790	5.941	6.484	14,3%	4,7%
Ebitda ajustado (Lajida ajustado)	6.941	7.217	6.427	-3,8%	8,0%
Lucro líquido	2.665	1.565	2.797	70,3%	-4,7%
Lucro líquido ajustado	2.764	2.369	2.686	16,7%	2,9%
Dívida total (Instrumentos de dívida, líquidos dos efeitos de *hedge*)	18.150	20.587	16.672	-11,8%	8,9%
Investimentos (R$ milhões)	3.150	3.407	4.013	-7,5%	-21,5%
ROE[1] ajustado (%)	32,8	29,9	36,1	2,9 p.p.	-3,3 p.p.
ROIC[2] ajustado (%)	20,8	20,2	22,7	0,6 p.p.	-1,9 p.p.
Proventos por ação (R$)	3,32	2,50	2,47	32,8%	34,4%
Preço médio da ação[3] (R$)	39,32	36,46	37,78	7,8%	4,1%
Ambientais					
Mudas doadas e plantadas (milhares)	266	475	360	-44,0%	-26,1%
Participantes – programa de visitas e educação ambiental (milhares)	195	133	33	46,6%	490,9%
Retirada de água (milhares de megalitros)	6,0	488	459,3	-98,8%	-98,7%
Resíduos gerados (milhões de toneladas)	0,927	2,532	2,526	-63,4%	-63,3%
Intensidade de emissões de CO_2 ($KgCO_2$/MWh) – Participação Societária	27,0	183,2	211,4	-85,3%	-87,2%
Investimentos em responsabilidade social (R$ mil)					
Recursos não incentivados	3.499	7.078	7.504	-50,6%	-53,4%
Recursos Incentivados (Rouanet, FIA, etc)	16.486	11.105	15.130	48,5%	9,0%
Capital humano					
Número de colaboradores (em 31 de dezembro)	1.215	1.201	1.538	1,2%	-21,0%
Percentual de mulheres na força de trabalho	26,7%	24,4%	19,9%	2,3 p.p.	6,8 p.p.
Investimento em treinamento e desenvolvimento profissional (R$ milhões)	5,7	4,6	3,8	23,9%	50,0%
Total de horas de treinamento	70.243	59.682	66.064	17,7%	6,3%
Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[4]	1,320	0,568	1,203	△	△
Taxa de Frequência (TF) obras / implantação[4]	1,010	1,649	0,561	▽	△
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]	0,000	0,000	0,006	-	▽

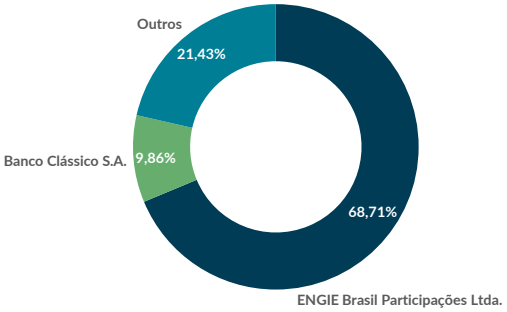
(1) ROE: lucro líquido dos últimos quatro trimestres / patrimônio líquido.
(2) ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e equivalentes de caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
(3) Preço médio dos fechamentos médios diários.
(4) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
(5) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

NOSSA COMPANHIA

Com operações nos segmentos de geração, comercialização, *trading* e transmissão de energia elétrica, a ENGIE Brasil Energia está presente em todas as regiões do país. Adicionalmente, desde 2019, possui participação acionária na Transportadora Associada de Gás (TAG).

Sociedade Anônima de capital aberto, mantém ações ordinárias listadas na B3 sob o código EGIE3 - ao final de 2022, eram 815.927.740 ações ordinárias listadas na B3, com capital social totalizando R$ 4.903 milhões. Integra também o mercado de balcão norte-americano, negociando *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I, identificada como EGIEY – na relação de um ADR por ação ordinária.

Estrutura acionária (em 31.12.2022)



MISSÃO

Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia.

VISÃO

Transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo sustentável.

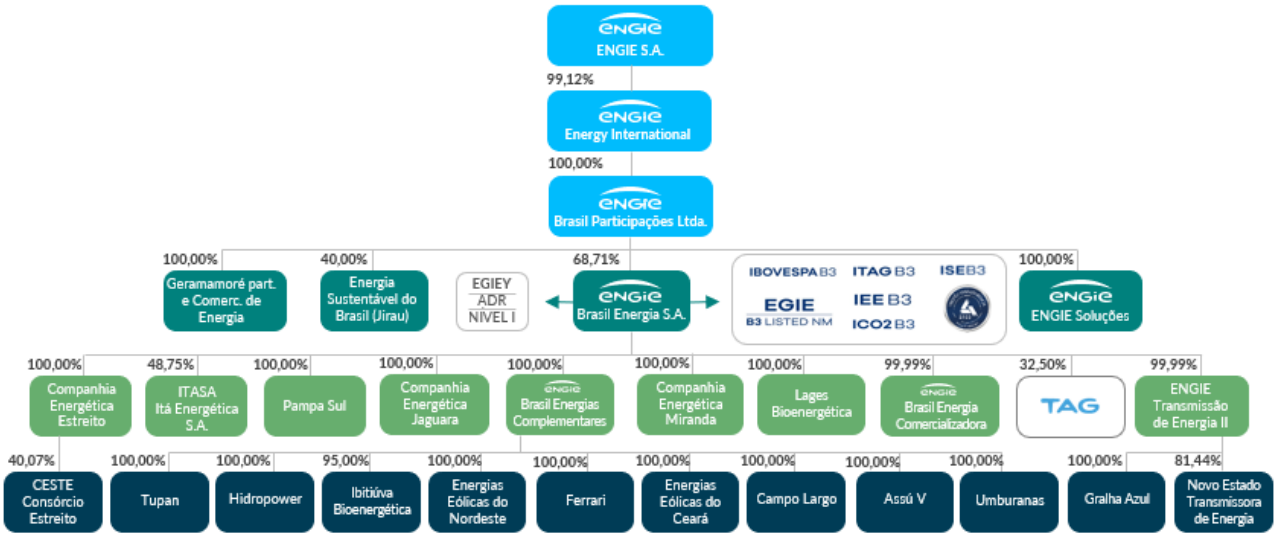
VALORES

Profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, respeito ao meio ambiente, criação de valor, ética.

ESTRUTURA SOsocietária

A ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e participa de consórcios e sociedades empresariais conforme detalha o infográfico a seguir. Em 2022, as alterações mais relevantes em sua estrutura societária foram a concretização da venda da ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), anunciada em fevereiro, e a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, operação realizada no mês seguinte.

Estrutura societária* (em 31.12.2022)



* Organograma simplificado

NOSSOS ATIVOS

Com atuação apenas no território nacional, a ENGIE Brasil Energia tem sede em Florianópolis (SC) e operações que abrangem 21 Unidades da Federação.

Segmentos de atuação da ENGIE Brasil Energia

GERAÇÃO

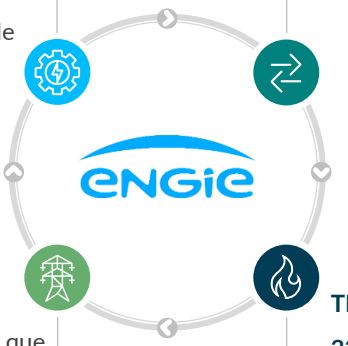
76 usinas operadas

8.453,3 MV capacidade instalada própria

TRADING

3.676 GWh de energia vendida

8,8% do total comercializado



TRANSMISSÃO

2 Sistemas de Transmissão que totalizam **2.700 km** de linha, sendo 1.800 em operação e 900 em construção

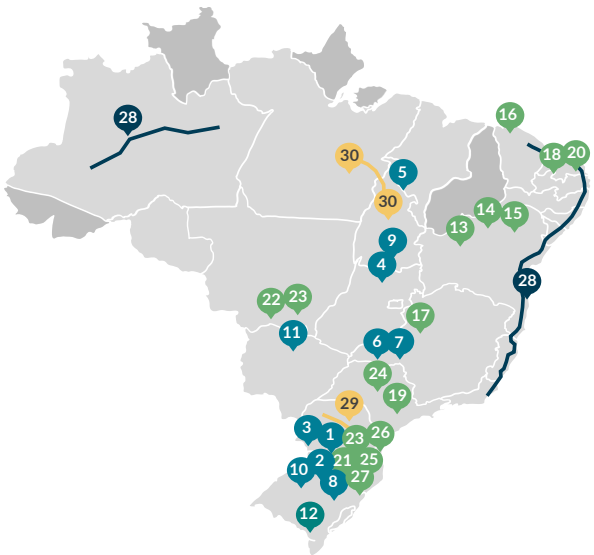
6 subestações próprias

TRANSPORTE DE GÁS

32,5% de participação na TAG, adquirida em 2019

4.500 km de gasodutos em operação, em três regiões brasileiras

Portfólio e localização dos ativos
(em 31.12.2022)



Legenda

1	Salto Santiago	16	Conjunto Trairi
2	Itá	17	Paracatu
3	Salto Osório	18	Floresta
4	Cana Brava	19	Ferrari
5	Estreito	20	Assu V
6	Jaguara	21	Lages
7	Miranda	22	Rondonópolis
8	Machadinho	23	José G. da Rocha
9	São Salvador	24	Ibitiúva
10	Passo Fundo	25	Tubarão 2
11	Ponte de Pedra	26	Nova Aurora
12	Pampa Sul	27	Tubarão
13	Conjunto Campo Largo II	28	Transportadora Associada de Gás (TAG)
14	Conjunto Umburanas I	29	Gralha Azul
15	Conjunto Campo Largo I	30	Novo Estado

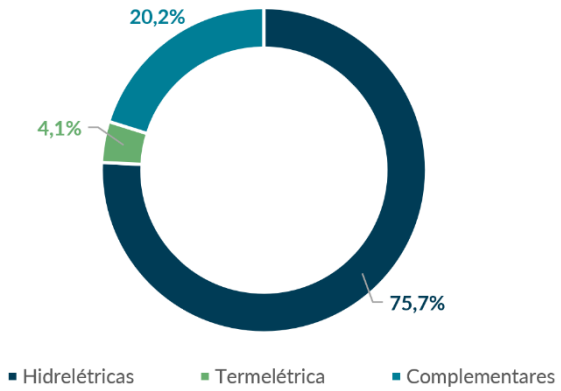
Geração

Ao final do 2022, a capacidade instalada do parque gerador operado pela Companhia totalizava 10.174,0 MW, distribuída entre 76 usinas, das quais 11 hidrelétricas, uma termelétrica e 64 complementares – centrais a biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), eólicas e solares. Desse total, 72 pertenciam integralmente à ENGIE Brasil Energia. Nas demais a propriedade do ativo era compartilhada com outras empresas - caso das Usinas Hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e Usina de Cogeração Ibitiúva Bioenergética (a biomassa). Desconsideradas as participações de sócios nesses empreendimentos, a capacidade instalada própria da Companhia atingia 8.453,3 MW.

No ano, capacidade instalada própria renovável chegou a 95,9%, e atingirá 100% em 2023 a partir do *closing* da venda da Termelétrica Pampa Sul, previsto para o primeiro semestre de 2023.

Como resultado de sua estratégia de descarbonização, em 2022 a Companhia chegou a 95,9% de capacidade própria renovável, resultado alcançado como consequência da saída de ativos com base em fontes fósseis e o ingresso de fontes renováveis no portfólio de geração. A conclusão da venda da Usina Termelétrica Pampa Sul está prevista para o primeiro semestre de 2023, sendo o único ativo de fonte não renovável presente no parque gerador.

Matriz elétrica da ENGIE Brasil Energia – capacidade instalada própria (em 31.12.2022)



Para detalhamento sobre os ativos de geração, como capacidade instalada, garantia física e prazo de concessão, vide "Nota 1 – Contexto operacional" nas Demonstrações Contábeis.

Transmissão

Ao final de 2022, a ENGIE Brasil Energia contava com dois Sistemas de Transmissão em operação parcial, que juntos somam cerca de 2,7 mil quilômetros de linhas e 14 subestações – seis próprias e nove conectadas ao Sistema e operadas por outras empresas. No Paraná, o Sistema de Transmissão Gralha Azul ampliou sua operação no mês de maio, a partir da energização da Subestação Castro – uma das 10 inclusas no projeto. Assim, as obras sob responsabilidade da ENGIE Brasil Energia foram totalmente concluídas, restando apenas a Subestação Irati e sua conexão à Subestação Ponta Grossa, além de suas linhas associadas, a serem desenvolvidas por outras empresas, com conclusão prevista para o primeiro trimestre de 2023, quando o ativo então terá direito a receber 100% da Receita Anual Permitida (RAP).

Na Região Norte, entrou em fase final a implantação do Sistema de Transmissão Novo Estado, que passa pelos estados do Pará e do Tocantins. Com 1,8 mil quilômetros de extensão, as linhas atravessam 24 municípios entre a Amazônia e o Cerrado. O projeto iniciou, parcialmente, a operação comercial em dezembro de 2021 – e ao final de 2022 já recebia 49% da RAP prevista. A conclusão das obras e a energização dos ativos restantes estão previstas para o primeiro trimestre de 2023.

Ativos de transmissão (em 31.12.2022)

Sistema	Extensão	Subestações próprias	Propriedade	% de finalização da obra em 31.12.2022	% da RAP sendo recebida em 31.12.2022
Gralha Azul	909 km	5	100%	99%	94%
Novo Estado	1.800 km	1	100%	99%	49%

Transporte de gás

Maior transportadora de gás natural do Brasil, a Transportadora Associada de Gás – TAG possui uma infraestrutura de 4,5 mil quilômetros de gasodutos de alta pressão, que atravessa 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios, passando pelas regiões Sudeste, Nordeste e Norte – nesta última em um trecho situado entre Urucu e Manaus, no estado do Amazonas.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de recebimento de gás ativos, incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão. Atende, assim, a 10 distribuidoras de gás, três refinarias, oito usinas termelétricas e duas unidades de fertilizantes, entre outros clientes. A operação dos ativos é realizada por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa, na cidade do Rio de Janeiro (RJ), onde possui mais de 80 mil pontos de registro de dados históricos e 380 computadores de vazão, controlando cerca de 1,6 mil instrumentos.

Estrutura societária - TAG



A empresa encontra-se totalmente contratada. Com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), o prazo médio ponderado dos contratos vigentes é de aproximadamente oito anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Em 2022, a empresa intensificou o desenvolvimento de soluções voltadas à ampliação do acesso de novos agentes ao sistema de transporte de gás natural, no contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil. A assinatura do Acordo de Redução de Flexibilidade de uso da malha da TAG pela Petrobras permitiu à Transportadora ofertar, a partir de dezembro de 2021, capacidade na malha para novos agentes interessados. Como resultado, foram assinados 52 contratos extraordinários ao longo de 2022, com 15 carregadores – de 11 grupos econômicos distintos –, além da Petrobras, que totalizavam um volume de 12,8 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31.12.2022. Dando continuidade a esse movimento estratégico, a empresa lançou, para 2023, novas ofertas de capacidade para contratos com prazos de vencimento que variam entre um mês e um ano e prevê realizar uma chamada pública para contratos firmes de longo-prazo.

Entre os contratos firmados pela TAG em 2022, destaca-se o assinado junto às Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse) para conexão de acesso à interligação de um terminal de armazenamento e regaseificação de GNL à rede da TAG. O projeto representa um marco na retomada dos investimentos em expansão na malha da Transportadora e abrange a construção de um gasoduto com aproximadamente 25 quilômetros de extensão, bem como a implementação das infraestruturas necessárias para viabilizar essa conexão. A empresa planeja investir cerca de R$ 340 milhões na obra, fortalecendo a infraestrutura de gasodutos na região Nordeste. Ao permitir a conexão de um novo terminal GNL à malha da TAG, o projeto também gera maior competitividade, liquidez e gestão de flexibilidade dos agentes, agregando receita à empresa.

Somam-se a esse projeto, diversos outros que compõem o *pipeline* da TAG, a serem executados nos próximos cinco anos, os quais ultrapassam R$ 3 bilhões em investimentos. Cerca de metade desse valor será destinada à expansão da capacidade de transporte ou de extensão da malha da TAG, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

Ao final de 2022, estava em construção, no Ceará, o Gasfor II, um gasoduto para otimização da rede, com 84 quilômetros de extensão e previsão de início de operação em julho de 2023. Adicionalmente, a interconexão entre o Gasoduto Catu-Pilar ao Terminal de Sergipe, conectando o Terminal de Regaseificação com a malha da TAG, com 25 quilômetros de extensão seguia em obras, com início de operação estimado para abril de 2024. No estado da Bahia, também estava em construção um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, no trecho norte do Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (Gasene), com início de operação esperada para julho de 2023. Juntos, esses projetos têm previsão de investimento próxima a R$ 660 milhões.

No *pipeline* de projetos em desenvolvimento estão a estação de compressão Itajuípe, localizada no trecho Norte do Gasene, com capacidade instalada de 20 milhões de m^3/dia, e a conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açu ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória, com 45 quilômetros de extensão e 10 milhões de m^3/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual do ativo foi aprovado ao final de 2022.

Detalhamento dos contratos legados com a Petrobras

Gasoduto	Tamanho (km)	Vencimento do Contrato[1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida[2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,0%	46% Cesta IGP[4]; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória[3]	100	dez-22	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**4.500**		**74,3**	**100%**	

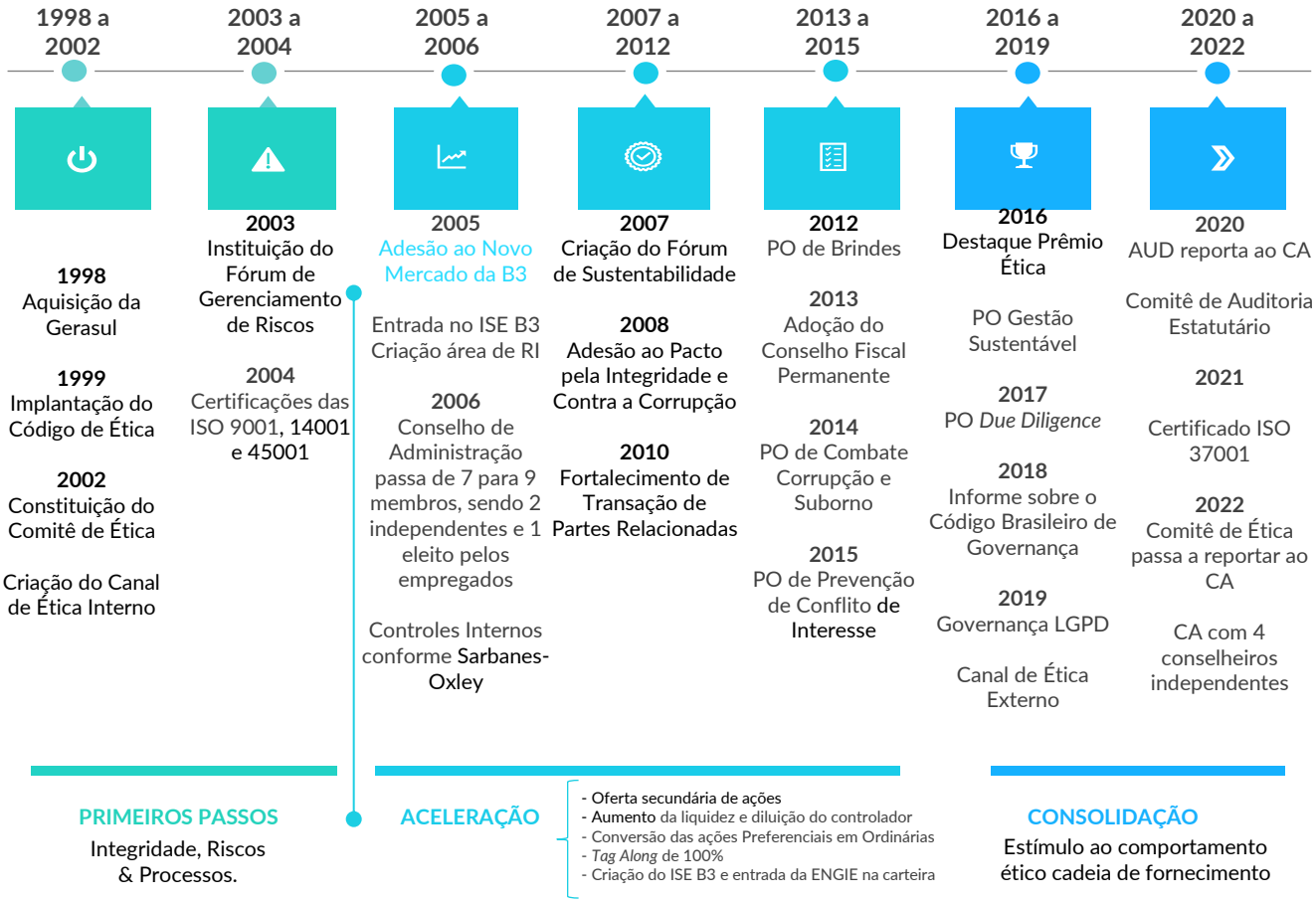
1 - Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
2 - Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
3 - Início do faturamento em 01.01.2022.
4 - 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

NOSSA GOVERNANÇA

Ciente de que a governança corporativa contribui significativamente para o desempenho sustentável dos negócios, além de balizar o relacionamento com os diversos *stakeholders*, a ENGIE Brasil Energia busca manter estrutura organizacional, políticas e práticas alinhadas às boas práticas recomendadas e reconhecidas pelo mercado. Assim, possui órgãos de gestão, fiscalização, controle e *compliance*, aos quais assegura recursos, independência e transparência necessários à atuação. As funções e responsabilidades de cada órgão da estrutura de governança são definidos no Estatuto Social da Companhia e orientados pelos respectivos Regimentos Internos.

Integrante do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3, a Companhia está, desde 2005, entre as empresas que compõem a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), também da B3, e é associada ao Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). O alinhamento às práticas, indicadas por essas e outras organizações dedicadas ao tema, impulsiona a constante evolução da governança da ENGIE Brasil Energia, pautada em três pilares: gestão integrada, gerenciamento de riscos e ética e integridade. Os principais marcos dessa evolução são destacados no infográfico a seguir.

Evolução da Governança Corporativa



Gestão Integrada

A partir da escuta dos *stakeholders* e de profunda análise de direcionadores de futuro e tendências, a ENGIE Brasil Energia busca articular um propósito corporativo que gere valor, sustente o capital e oriente sua estratégia de atuação. Para possibilitar uma gestão integrada da governança corporativa e seus temas correlatos, a Companhia conta, desde 2021, com a Gerência de Governança, Riscos e Controles.

Sólida governança corporativa:

- **Comitê de Auditoria Estatutário.**
- **Auditoria Interna vinculada ao Conselho de Administração.**
- **Gestão de Riscos, Controles Internos e *Compliance*.**
- **Alto nível de transparência em divulgações e comunicações ao mercado e à sociedade brasileira.**

Entre as boas práticas adotadas está o uso do Sistema Integrado de Gestão (SIG), plataforma que consolida as informações e indicadores de performance da Companhia. A padronização de documentos, a gestão de requisitos legais e o cumprimento de outras condições mandatórias, normativas ou voluntariamente aplicadas estão entre os principais benefícios do uso da ferramenta.

Assim, o SIG busca garantir a eficiência e melhoria contínua dos processos de Qualidade, Meio Ambiente e Saúde e Segurança do Trabalho, em conformidade com as normas NBR ISO 9001, 14001, 45001, respectivamente. Em complemento, contribuem para a melhoria contínua dos processos as auditorias regulares, realizadas por equipes internas – colaboradores da própria ENGIE Brasil Energia, devidamente capacitados para a função – e externas (empresas independentes contratadas).

Aprovadas pelo Conselho de Administração, as diretrizes corporativas da Companhia expressam as intenções e compromissos em relação a diversos aspectos envolvidos na gestão corporativa. Aplicáveis a toda estrutura organizacional, incluindo empresas controladas, esses documentos são compartilhados com os *stakeholders*, com destaque para:

- Código de Ética e Guia de Práticas Éticas
- Política de Combate à Corrupção e Suborno
- Política de Gestão Sustentável
- Política de Direitos Humanos
- Política de Investimentos e Derivativos
- Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações
- Política de Gestão de Riscos e Oportunidades
- Políticas de Indicação, de Remuneração e Avaliação de Conselheiros, Diretores e Membros dos Comitês
- Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais

Todos esses documentos estão disponíveis para acesso público no *website* da Companhia.

Assembleia Geral

A Assembleia Geral de Acionistas é o órgão máximo decisório da Companhia, composta por todos os seus acionistas, na qual se examinam, discutem e votam temas estratégicos para os negócios.

A fim de incentivar a participação dos acionistas, engajando-os para votação consciente, a Companhia divulga a Convocação da Assembleia com, no mínimo, 30 dias de antecedência, detalhando a pauta, junto à Proposta da Administração e ao Manual de Participação. A votação e a participação podem se dar por meio presencial ou eletrônico (via plataforma digital dedicada). Os documentos relativos à Assembleia Geral são postos à disposição dos acionistas no *website* da Companhia, bem como nas páginas da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br).

Em 2022, foi realizada uma única Assembleia Geral, com participação de 86,74% do capital social com direito a voto – o que corresponde a 707.726.506 ações. Detalhes acerca de Assembleias passadas e futuras e demais informações, inclusive sobre a participação e votação, estão disponíveis na área Investidores do *website* da Companhia.

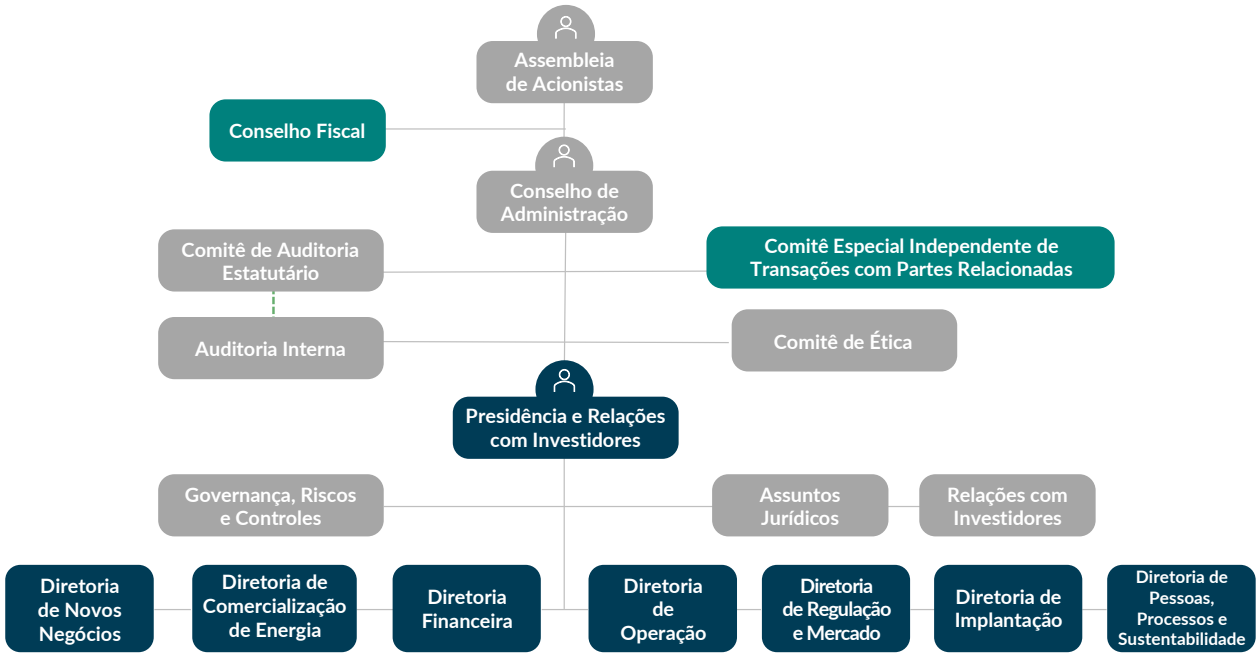
Conselho de Administração

O Conselho de Administração é responsável pela orientação geral dos negócios, incluindo estratégia competitiva e aspectos socioambientais, além de eleger, destituir, orientar, avaliar e fiscalizar os membros da Diretoria Executiva, entre outras atribuições. Conforme prevê a Política de Indicação de Conselheiros, os integrantes são selecionados com base em qualificação profissional, valores éticos e preceitos de diversidade – abrangendo experiências, gênero e formação, principalmente, de modo que os processos decisórios ocorram a partir de diferentes pontos de vista e, portanto, se tornem mais efetivos.

O órgão é composto por nove membros e igual número de suplentes: seis representantes do acionista controlador, dois dos acionistas minoritários (membros independentes) e um indicado pelos empregados. Os cargos de Presidente do Conselho e de Diretor-Presidente da Companhia não podem ser acumulados pela mesma pessoa, conforme estabelece o Regimento Interno do Conselho de Administração. O prazo de mandato é de dois anos, permitida a reeleição. O Conselho vigente ao final de 2022 tomou posse em 28 de abril do mesmo ano. A relação completa de membros do Conselho está disponível em https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/administracao.

As atas de todas as reuniões do Conselho são disponibilizadas para consulta na página da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e no *website* da Companhia.

Estrutura organizacional



Órgão não permanente. Sua instalação é extraordinária, sujeita à convocação do respectivo órgão ao qual reporta

Compõem a Diretoria Executiva

--- Supervisão

Características e dinâmica do Conselho

Os critérios adotados para consideração de um Conselheiro como independente seguem fielmente às disposições do Regimento do Novo Mercado da B3, sendo deliberados pela Assembleia Geral. Em 2022, foram realizadas 12 reuniões do Conselho de Administração, com frequência média dos membros titulares próxima a 91%. Como em anos anteriores, foi realizado um processo de avaliação do órgão, como colegiado, junto a uma autoavaliação individual de cada membro. Esse processo, de periodicidade anual, está previsto na Política de Avaliação de Conselheiros, e busca contribuir para a efetividade do órgão, bem como o aperfeiçoamento da governança da Companhia.

Também com foco na evolução contínua da gestão, os conselheiros avaliam com regularidade o nível de adesão da ENGIE Brasil Energia às recomendações do Código Brasileiro de Governança Corporativa, proposto pelo IBGC. Por meio de um informe anual, publicado no *website*, são apresentados os resultados dessa avaliação, indicando os princípios e práticas previstos no documento e aplicados na gestão e justificando os eventualmente não adotados. O Informe é público e está disponível em https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/.

Remuneração do Conselho

A remuneração do Conselho de Administração visa atrair e reter profissionais alinhados às diretrizes corporativas, aos valores e à cultura da Companhia, com foco na perenidade dos negócios e na criação de valor. O montante e a forma de remuneração resultam de uma análise criteriosa, que inclui as práticas do mercado de trabalho, os conhecimentos exigidos para o exercício da função, a complexidade das atividades e os resultados esperados.

A Assembleia Geral dos Acionistas é responsável por aprovar o valor máximo destinado à remuneração dos conselheiros, representado pela soma dos seguintes itens:

- Remuneração fixa (pró-labore): Composta por 13 parcelas mensais, as quais têm por objetivo a compensação direta pelos serviços prestados, conforme práticas de mercado.

- Remuneração variável: O Presidente do Conselho de Administração recebe uma parcela variável calculada com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros (EBIT, Fluxo de Caixa Livre e Despesas Gerais e Administrativas) e operacionais – dentre eles, objetivos estratégicos ESG (emissão de gases de efeito estufa, saúde e segurança dos colaboradores e diversidade de gênero no quadro funcional). Tal remuneração é vinculada, de forma direta, ao desempenho coletivo e individual, tendo por objetivo recompensar o executivo pelos resultados atingidos, alinhados às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia.

Conselho Fiscal e Comitês

Para o apoio e fiscalização da gestão, a Companhia conta com órgãos de assessoramento, os quais mantêm diferentes linhas de reporte, prestando suporte aos tomadores de decisão em relação a temas específicos. São eles:

- **Conselho Fiscal**: representa os acionistas, por meio de sua função fiscalizadora, assegurando a prosperidade e continuidade da Companhia, e o cumprimento dos deveres legais e estatutários, dentro dos princípios da ética, da equidade e da transparência.

- **Comitê de Auditoria Estatutário**: órgão estatutário composto por três membros – dos quais dois são conselheiros independentes da Companhia – com a função de assessorar o Conselho de Administração, de forma autônoma, avaliando os atos da Administração e incentivando a adoção das melhores práticas de mercado para aspectos relacionados a questões contábeis, gerenciamento de riscos, *compliance* ético, controles internos e auditoria.

- **Comitê de Ética**: formado por membros da Diretoria Executiva e Gerentes, é responsável por assegurar o cumprimento das diretrizes corporativas e a execução das metas relacionadas à conduta ética, instituindo ações de sensibilização, conscientização e promoção de boas práticas profissionais, em conformidade com os compromissos da Companhia.

- **Comitê Especial Independente de Transações com Partes Relacionadas**: de caráter não permanente, é composto por três a cinco membros, em sua maioria conselheiros independentes, quando exigida análise de alguma transação entre partes relacionadas direta e indiretamente à ENGIE Brasil Energia. Assim, busca garantir que as transações analisadas se deem em condições estritamente comutativas, de forma independente, mediante processo transparente e seguro.

Diretoria Executiva

Designada pelo Conselho de Administração e eleita em Assembleia Geral, a Diretoria Executiva conduz a aplicação efetiva da estratégia. Coordenadas pelo Diretor-Presidente, oito diretorias atuaram de forma colegiada em 2022, com abordagem matricial dos temas envolvidos nos negócios. No mês de novembro, a Diretoria Administrativa passou a se chamar Diretoria de Pessoas, Processos e Sustentabilidade. A atualização da nomenclatura tem por objetivo refletir adequadamente as funções e responsabilidades da área, que centraliza a gestão de pessoas e cultura, tecnologia da informação, suprimentos, responsabilidade social, comunicação, e meio ambiente.

A relação completa de membros da Diretoria está disponível em https://www.engie.com.br/investidores/governanca-corporativa/administracao.

Remuneração - Diretoria Executiva

Com valor máximo anual atingível aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas, a remuneração dos membros da Diretoria Executiva é assim distribuída:

- Remuneração fixa (pró-labore): Composta por 13,33 parcelas mensais, representam o pagamento direto pelos serviços prestados. Agregando atratividade ao pacote – alinhado às práticas de mercado – também compõem a remuneração fixa os benefícios oferecidos, tais como assistência à saúde (física e mental), auxílio à alimentação e seguro de vida.

- Remuneração variável: Com valor combinado entre bônus e participação nos resultados, pode oscilar entre 40% e 90% da remuneração anual fixa, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas – diversas das quais são relacionadas a aspectos ESG – vide quadro abaixo. Nesse sentido, recompensam 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, com base nos resultados coletivos e individuais.

- 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. Concedido também aos demais colaboradores da Companhia, esse benefício oferece um atrativo incentivo de longo prazo.

- 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) vinculado a *Phantom Shares* e indicadores corporativos, ao final de quatro anos, bem como às *Performance Shares* e à Política de Opção de Compra de Ações do Grupo.

Remuneração variável – Diretoria Executiva

A metodologia aplicável à remuneração variável de curto prazo (anual) da Diretoria Executiva, que inclui o Diretor-Presidente (CEO), segue metodologia do Grupo ENGIE:

- **65% objetivos financeiros (EBIT, Fluxo de Caixa Livre e Despesas Gerais e Administrativas);**
- **15% objetivos ESG (extra-financeiros), em 3 temáticas de igual peso: mudanças climáticas, saúde e segurança e diversidade de gênero;**
- **20% metas individuais de gestão.**

Uma penalidade de até 20% pode ser aplicada no caso de:

- **Queda significativa nos resultados de Saúde e Segurança;**
- **Descumprimento dos valores do Grupo sobre Ética e Conformidade; e/ou**
- **Comportamento gerencial inadequado.**

Fóruns temáticos

Para apoio à Diretoria Executiva em temas de caráter transversal, a Companhia mantém fóruns temáticos, formados por equipes multidisciplinares, que incluem, além dos próprios diretores, profissionais de nível gerencial e técnico. Em 2022, os fóruns ativos eram:

- Fórum de Energia
- Fórum de Gerenciamento de Riscos
- Fórum de Governança Tributária
- Fórum de Inovação
- Fórum de Performance Humana
- Fórum de Processos
- Fórum de Produtos
- Fórum de Segurança de Barragens
- Fórum de Segurança em Sistemas de Controle Industrial
- Fórum de Seguros
- Fórum de Sustentabilidade
- Fórum de Transmissão de Energia
- Fórum Financeiro

Compromissos fundamentais

Ética e integridade

Como parte do seu compromisso ético, valor fundamental da ENGIE Brasil Energia, desde 2002 a Companhia possui em sua estrutura organizacional um Comitê de Ética dedicado à gestão do Programa de Integridade. Em busca das melhores práticas de governança corporativa e das recomendações da CVM, esse Comitê se reporta diretamente ao Conselho de Administração, que toma conhecimento das atividades do Programa, bem como dos incidentes registrados no período, por meio de reportes trimestrais – também direcionados ao Comitê de Auditoria Estatutário.

Em complemento, a Companhia integra movimentos organizacionais pela ética, como o Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção, iniciativa do Instituto Ethos que promove o comprometimento das companhias com práticas íntegras de mercado. No mesmo sentido, a ENGIE Brasil Energia é uma das apoiadoras oficiais do Movimento ODS Santa Catarina, que tem por objetivo contribuir para a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável e contempla preceitos éticos.

Entre as principais atividades conduzidas pelo Comitê de Ética em 2022, no âmbito do Programa de Integridade, destacam-se:

a) Evento especial: Para comemorar os 20 anos do Comitê de Ética, um evento *on-line* reuniu colaboradores de diversas regiões do Brasil para abordar a evolução do conceito de ética e sua intersecção com temas como diversidade, equidade e inclusão. O destaque da programação foi a palestra da filósofa e escritora Djamila Ribeiro, reconhecida pelo combate à discriminação racial e de gênero.

b) Campanhas de conscientização: Ao longo do ano, diversas campanhas de comunicação foram disseminadas para o público interno, com foco em assédio moral e sexual, Canal de Denúncias, brindes e hospitalidade, combate à corrupção e conduta adequada em período eleitoral.

c) Treinamentos éticos: Para além da integração ética, realizada para todos os colaboradores que ingressam na Companhia, são oferecidos módulos obrigatórios sobre o tema na plataforma corporativa de aprendizagem – em 2022, esses módulos foram cursados por mais de 90% do quadro funcional. Adicionalmente, para grupos de colaboradores mais expostos ao risco ético, foram realizadas sessões de treinamento específicas, visando o aprofundamento em alguns aspectos. Cabe destacar, ainda, que cinco membros do Conselho de Administração participaram dos treinamentos – e dois deles receberam formação extra, de duas horas, sobre corrupção.

d) Revisão de políticas: Além da revisão da Política de Brindes e Hospitalidades, duas novas diretrizes foram aprovadas: a Política de Relacionamento com Agentes Públicos e o Procedimento de Tratamento de Alegações. Enquanto o primeiro orienta colaboradores quanto à conduta recomendada na interação com representantes do setor público, o segundo estabelece o fluxo de tratamento de denúncias de violação ética, do recebimento à resolução.

e) Monitoramento de exposição política e *compliance*: A fim de acompanhar a exposição política e *compliance* dos membros da Alta Gestão, o Comitê de Ética acompanha a declaração de integridade de conselheiros fiscais e de administração da Companhia.

f) Auditoria de vigilância ISO 37001: Como fruto do processo de certificação da ISO 37001 (Sistemas de Gestão Antissuborno), a Companhia passou pelo processo de auditoria de vigilância, na qual não foram identificadas quaisquer "não conformidades".

Canal dedicado

A Companhia mantém, desde 2019, um Canal de Denúncias, acessível por *website* ou telefone (**www.canalintegro.com.br/engiebrasil ou 0800-580-2566**), para acolher relatos e manifestações relacionadas a questões éticas. Gerenciado por uma empresa especializada, o Canal assegura o absoluto sigilo de todas as manifestações recebidas, com garantia de não retaliação.

Uma vez registradas, todas as denúncias são endereçadas ao Comitê de Ética, conforme prevê a Política de Tratamento de Alegações, entre outros procedimentos relacionados. O Comitê é responsável por definir se o caso deve ser investigado por um agente externo ou interno. As investigações têm como principal objetivo confirmar a veracidade e exatidão dos fatos reportados na denúncia, além de identificar outros fatos e circunstâncias relevantes para análise do caso. Quando essa etapa é concluída, o Comitê de Ética encaminha suas recomendações ao Diretor da organização relacionada para que execute as medidas necessárias, conforme padrões internos e aspectos legais.

Finalizada a averiguação, o Comitê de Ética atualiza o sistema de denúncias, a fim de que o denunciante seja devidamente comunicado sobre o resultado dos encaminhamentos. Todas as informações relativas à denúncia (o registro da manifestação, o relatório de investigação, as atas de reunião do Comitê e a decisão conclusiva) são armazenados no sistema, garantidas a confidencialidade e proteção dos dados.

Detalhes adicionais sobre o procedimento podem ser conferidos no site do Canal de Ética, intensamente divulgado pela Companhia junto aos diversos *stakeholders*, a fim de que seja reconhecido como um meio confiável para receber e tratar denúncias. Em 2022, foram 92 recebidas, das quais 47% se relacionavam a potenciais violações éticas – os demais registros foram classificados como inadequados, denúncias duplicadas ou como não aderentes aos assuntos de competência do Comitê de Ética. Uma das denúncias julgadas procedentes figurava como caso de discriminação e assédio moral – tendo sido devidamente tratada. No ano, não houve confirmação de casos de corrupção.

Compliance e Controles Internos

O Programa INCOME, vigente desde 2006, sistematiza os controles internos da Companhia, com base na técnica de autoavaliação (*self-assessment*). Todas as áreas – operacionais e administrativas – mantêm profissionais capacitados para avaliar, anualmente, os processos e controles relevantes relacionados às próprias atividades.

Alinhado ao Programa de Controles Internos do Grupo ENGIE, o INCOME abrangia, em 2022, 12 processos e 41 subprocessos, que são auditados por terceira parte independente. Os resultados anuais do Programa são apresentados aos Diretores Executivos, ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração, os quais analisam e validam as atividades executadas.

Qualquer desvio identificado em algum dos controles estabelecidos é prontamente tratado por meio de planos de ação gerenciados pelas áreas envolvidas, bem como pela equipe de controles internos. Em 2022, o Programa foi certificado pela 17ª vez consecutiva, sem registro de controles com falhas relevantes que pudessem gerar perdas significativas à Companhia.

Compromisso ESG

A ENGIE Brasil Energia atua orientada pelo propósito do Grupo ENGIE: agir para acelerar a transição para uma sociedade neutra em carbono, por meio de consumo reduzido de energia e soluções mais sustentáveis. Compartilhado com colaboradores, acionistas, clientes e demais *stakeholders*, esse propósito impulsiona a agenda ESG da Companhia, buscando conciliar o desempenho econômico e impacto positivo sobre as pessoas e o planeta – confira compromissos, iniciativas e resultados nesse sentido mais à frente.

Essa premissa se reflete em sua Política de Gestão Sustentável, atualizada em 2022, na qual a ENGIE Brasil Energia se propõe a buscar a melhoria contínua do seu desempenho, por meio de uma abordagem que considera ciclo de vida e economia circular; participação, consulta e engajamento das partes interessadas; e conformidade com a legislação e demais compromissos voluntários assumidos.

Princípios da Política de Gestão Sustentável

- Governança
- Qualidade
- Meio Ambiente e Mudanças Climáticas
- Saúde e Segurança no Trabalho
- Responsabilidade Social

As diretrizes corporativas relacionadas à sustentabilidade apoiam a gestão transversal do tema se desdobram nos objetivos não financeiros do Grupo ENGIE, a serem alcançados, em âmbito global, até 2030. Tais objetivos, assumidos publicamente em 2020 incluem aspectos vinculados, especialmente, à geração de energia renovável, à promoção da equidade de gênero e ao combate às mudanças de clima, conforme apresenta o infográfico a seguir.

Objetivos não financeiros do Grupo ENGIE - 2030

Emissões de Gases de Efeito Estufa	Reduzir para, no mínimo, **43 MtCO2e** o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo — em 2019, esse total foi de **80 MtCO2e** (meta alinhada à iniciativa Science Based Target – SBTi).
Diversidade de Gênero	Ampliar para **50%** a participação de mulheres na administração do Grupo — em 2019, elas ocupavam **24%** das posições de liderança.
Energias Renováveis	Elevar a **58%** a participação de fontes renováveis no mix de capacidade de produção de energia mundialmente – ante os **28%** registrados em 2019.
Cadeia de Fornecedores	Atingimento de **100%**, até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia), que envolvem *assessments* socioambientais e compras inclusivas; e atingimento de **100%**, até 2030, de fornecedores preferenciais certificados por compromissos Science Based Targets (SBTi).
Água	Redução no consumo de água em atividades industriais em **35%** até 2030 – de **93Mm³** em 2019 para **60Mm³** em 2030.

Em 2022, a fim de fortalecer seu compromisso de combate às mudanças do clima, a Companhia tornou-se signatária da *Action Declaration on Climate Policy Engagement* (Declaração de Ação sobre o Engajamento na Política Climática), a qual orienta a conduta de empresas envolvidas no movimento de descarbonização. O objetivo é reduzir lacunas entre discurso e prática dos países quanto à redução de emissões, em três frentes principais:

- Apoiar a ação climática alinhada com o Acordo de Paris ao se envolver com os formuladores de políticas públicas;
- Trabalhar em conjunto com associações industriais/comerciais para promover o alinhamento com o Acordo de Paris;
- Monitorar e divulgar o alinhamento das políticas climáticas de suas empresas e de suas principais associações setoriais/comerciais.

O documento foi lançado no dia 8 de novembro, durante a 27ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (COP 27), realizada no Egito. A ENGIE foi convidada a assinar a declaração pela Corporate Knights, por ser uma das integrantes do Corporate Knights' *Global 100 Most Sustainable Companies 2021 – ranking* que reúne as 100 empresas mais sustentáveis do mundo.

ESTRATÉGIA COMPETITIVA

IMPULSO À TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

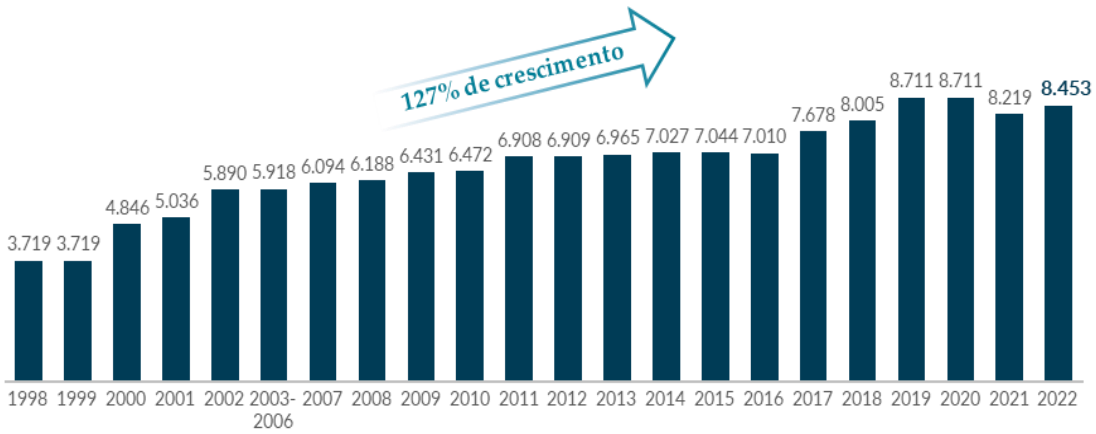
Gerar e comercializar energia renovável, ofertar a infraestrutura necessária ao escoamento dessa energia e apoiar a substituição gradual de combustíveis fósseis na matriz elétrica do país. Com base nesses três macro objetivos, o modelo de negócios da ENGIE Brasil Energia contribui para acelerar a transição energética, posicionando a Companhia em diferentes e sinérgicos segmentos, de modo a torná-la cada vez mais resiliente a riscos e preparada para captura de oportunidades decorrentes do movimento global pela descarbonização.

Nesse contexto, a Companhia estrutura sua estratégia corporativa a partir de três eixos fundamentais: expansão e diversificação, dinamismo comercial e na gestão do portfólio, inovação e transição para zero carbono (NetZero). A seguir, apresentamos a abrangência de cada eixo, bem como informações relativas à evolução dos resultados relacionados em 2022.

EXPANSÃO SUSTENTÁVEL

A fim de garantir que a expansão dos seus ativos se dê de forma sustentável, com riscos e retorno adequados, a ENGIE Brasil Energia possui critérios que são rigorosamente analisados no processo decisório sobre novos investimentos, como viabilidade econômica, operacional e socioambiental. Essa prática tem permitido à Companhia crescer com segurança e consistência, tanto pela ampliação da capacidade de geração de energia renovável quanto pelo ingresso em segmentos complementares, como os de transmissão e transporte de gás natural.

Evolução da capacidade instalada própria em operação (em MW)



Expansão em geração

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I

Com capacidade instalada total de 434 MW, que será atingida com a implantação de 70 aerogeradores Siemens Gamesa de 6,2 MW cada, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da cidade de Natal (RN). Esta fase demandará investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões (base dez/2020) e gerará mais de mil empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre.

Ao fim do ano de 2022, o progresso geral da obra atingia 32,5% e o avanço das obras do BoP (*Balance of Plant*, ou seja, todo o escopo do empreendimento excluindo apenas os aerogeradores) atingiu 98,5%. A subestação coletora/elevadora, a linha de transmissão em 500kV e o *bay* de conexão na Subestação Monte Verde estavam concluídos, tiveram as licenças de operação necessárias emitidas e foram energizadas.

Os aerogeradores, de fornecimento da Siemens Gamesa, continuam em fabricação, já tendo sido recebidos em campo 31% das torres metálicas e 13% das naceles. A entrada em operação comercial gradual das unidades geradoras está prevista para o final do primeiro trimestre de 2023.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá

Composto por 24 parques eólicos a serem implantados em fase única no município de Gentio do Ouro, estado da Bahia, o projeto possui outorga emitida pela Aneel e capacidade instalada prevista de 846 MW. A energia produzida será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre, podendo inclusive atender clientes no mercado de autoprodução de energia. O investimento estimado é da ordem de R$ 6 bilhões e geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região.

O empreendimento já está com parecer de acesso emitido e contrato de conexão ao *grid* assinado, autorização regulatória emitida pela Aneel, contratos de direito de uso de superfície assinados e dados de vento. A emissão da licença ambiental de instalação está prevista para o início de 2023, o que possibilitará o início da construção, com previsão de entrada gradual em operação comercial a partir do segundo semestre de 2024.

Todos os contratos necessários à implantação do projeto foram assinados, incluindo os de fornecimento e montagem dos aerogeradores, obras civis, subestação e redes internas e da linha de transmissão. Foi assinado ainda um contrato de financiamento do projeto, junto ao BNDES, no valor de R$ 1,5 bilhão.

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá capacidade instalada de aproximadamente 752 MW e capacidade comercial estimada em 234 MW médios. Com energia totalmente direcionada para o ACL, o projeto foi adquirido em dezembro de 2021, em estágio avançado de desenvolvimento, com Licença Prévia e contratos fundiários firmados. Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões, a entrada em operação integral do projeto deve acontecer até o segundo semestre de 2025. O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) foi firmado em novembro de 2022. A Companhia segue com o processo de contratação dos principais fornecimentos e serviços, tendo como previsão de início da construção o segundo trimestre de 2023.

Jirau Energia

A Energia Sustentável do Brasil S.A. (Jirau Energia) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia, com 3.750 MW de capacidade instalada.

A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora direta da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Jirau Energia, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda - transação que será avaliada, oportunamente, pelo Comitê Especial de Transações com Partes Relacionadas.

Em 2022, a Jirau Energia gerou 1.601,4 MW médios, 15,6% abaixo dos 1.898,5 MW médios de 2021, com FID de 99,1%.

Expansão em transmissão

Gavião Real Transmissora de Energia

A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, realizado em 30 de junho de 2022, o Lote 7, nominado posteriormente como Gavião Real Transmissora de Energia, composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138 kV para atendimento da rede de distribuição de energia do estado do Pará. O empreendimento, localizado no estado do Pará, será integrado ao Sistema de Transmissão Novo Estado, capturando sinergias entre os projetos. O prazo de concessão do serviço público de transmissão – incluindo o licenciamento, a construção e a operação e manutenção das instalações – é de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, ocorrido em 30 de setembro de 2022. Também em 2022 foram firmados os contratos de fornecimento de equipamentos e de construção do projeto foram assinados com a WEG e Abengoa, respectivamente.

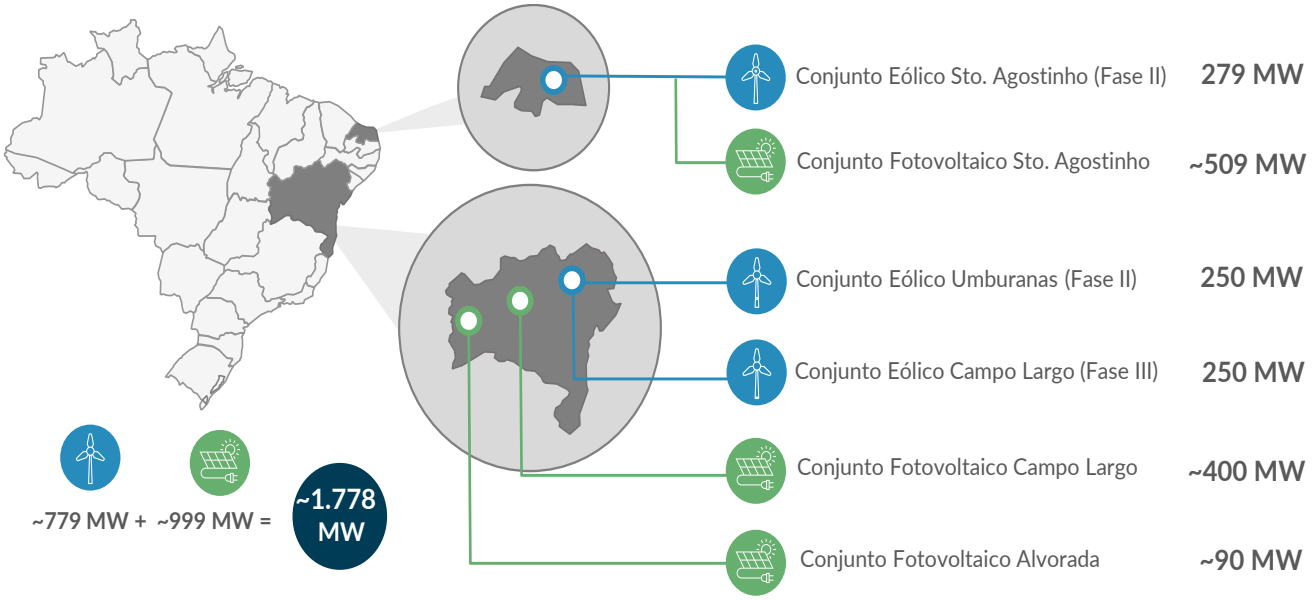
O prazo limite para o início da operação da linha de transmissão é 30 de março de 2026, mas a ENGIE Brasil Energia prevê antecipação desse prazo em ao menos 24 meses, além de uma redução de investimento da ordem de 30% sobre o investimento previsto pela Aneel.

Ao final de 2022, foi registrado avanço no desenvolvimento e entrega do projeto básico do empreendimento à Aneel, com a definição das principais características dos equipamentos do projeto. Adicionalmente, a Companhia protocolou o pedido de licença de instalação e foram realizadas as vistorias técnicas ambientais, visando a obtenção das licenças necessárias à implantação do projeto a partir do primeiro trimestre de 2023.

Projetos em Desenvolvimento

A ENGIE Brasil Energia mantém diversos projetos em fase de desenvolvimento, com estudos em etapa avançada. A depender da viabilidade, tais projetos podem ou não ser implementados nos próximos anos. Na esteira de desenvolvimento estão projetos de usinas fotovoltaicas e conjuntos eólicos – os quais podem agregar quase 1,8 GW ao parque gerador –, além de sistemas de transmissão de energia. Nesse sentido, a Companhia avalia tanto *greenfields* (projetos ainda a serem construídos) quanto aquisições de empreendimentos já operacionais.

Projetos em desenvolvimento - geração



COMERCIALIZAÇÃO E GESTÃO DE PORTFÓLIO

O ACR concentra a maior parte da energia comercializada pela Companhia, atendendo à demanda prevista em leilões organizados regularmente pela Aneel. Em outra frente, a ENGIE atua no ACL, por meio de contratos firmados com empresas consumidoras ou comercializadoras. Em 2022, esse segmento registrou um marco importante para expansão do acesso no curto prazo: por meio da Portaria Normativa 50, de 27 de setembro, foi concedido o direito de migrar para o ACL a todos os consumidores de energia elétrica em alta tensão (a partir de 1 de janeiro de 2024).

A mudança permitirá a um grupo adicional de cerca de 106 mil consumidores usufruir das vantagens do ambiente de contratação livre, tais como flexibilidade de contratação, previsibilidade e redução de custos. Em 2022, o Mercado Livre de Energia respondeu por 38% do consumo de energia elétrica nacional, atendendo quase 30 mil consumidores. Com a abertura prevista para 2024, o ACL poderá ser responsável por até 48% do consumo nacional de energia elétrica, segundo estudo da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel).

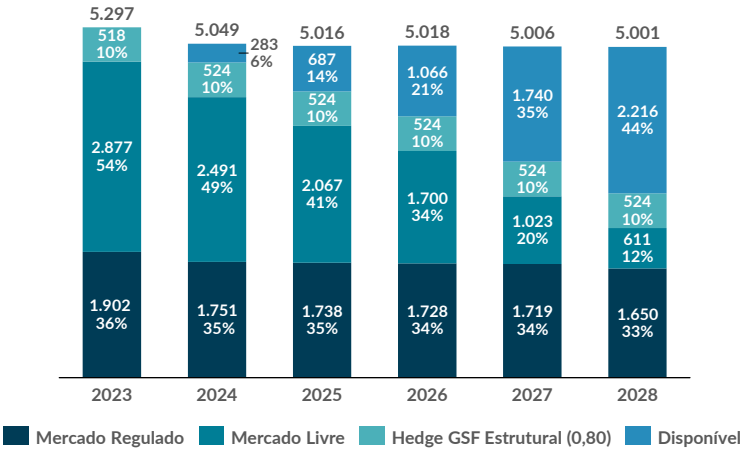
Acompanhando as perspectivas de expansão do ACL – que já vem registrando crescimento do número de consumidores nos últimos anos – a ENGIE Brasil Energia adota, nesse ambiente, uma estratégia de comercialização que combina gestão de portfólio e dinamismo comercial.

Assim, a gestão de portfólio permite minimizar o risco de exposição de curto prazo, de modo a evitar o pagamento de valores elevados na energia quando a geração hidrelétrica apresenta déficit.

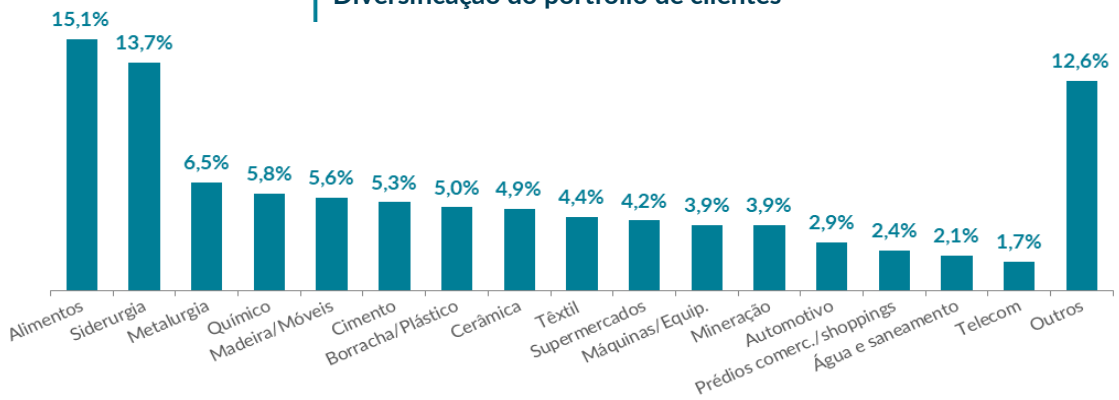
O dinamismo comercial, por sua vez, decorre da posição da Companhia como uma das maiores geradoras de energia do país, o que permite ofertar condições competitivas de curto e longo prazos. Diferenciada como agente privado e global, a experiência da ENGIE Brasil Energia no ACL – onde foi uma das pioneiras – assegura agilidade na identificação de demandas do mercado, bem como na captura de oportunidades.

Em complemento, aplicamos uma dinâmica comercial impulsionada pela diversificação da carteira, composta por clientes de diferentes portes e setores, a fim de compensar eventuais impactos de conjunturas negativas em determinados segmentos e, assim, reduzir excessivos riscos de exposição setorial.

Balanço de Energia (% do total; em MWm)

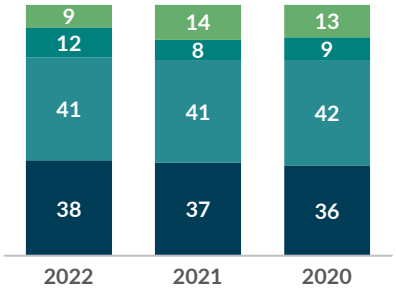


Diversificação do portfólio de clientes

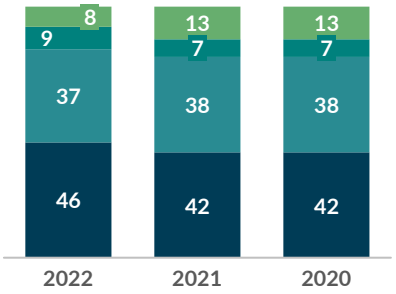


Em 2022, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) representou 41,0% das vendas físicas, aumento de 0,2 p.p., e 37,4% da receita operacional líquida, 0,4 p.p. menor quando comparado a 2021.

Participação dos clientes nas vendas físicas (%)



Participação dos clientes nas vendas contratadas que compõem a receita operacional líquida do segmento de geração (%)





Produtos verdes e inovação comercial

Preparada para o ganho de escala que a abertura do Mercado Livre de Energia exigirá, a Companhia vem realizando, nos últimos anos, investimentos consistentes em sua estrutura comercial, com foco na melhoria contínua da experiência do cliente.

Nesse sentido, a oferta de soluções digitais inovadoras tem sido uma grande aliada, com destaque para o Energy Place, plataforma que oferece a compra de energia para curto e longo prazo, estendida a todos os agentes do ACL, de forma 100% digital – como um *e-commerce* de energia. Em complemento, atua como um canal de relacionamento e atendimento digital, permitindo interação direta do cliente com os especialistas da ENGIE Brasil Energia, além de disponibilizar, a gestoras e consumidores, informações relevantes para o gerenciamento dos contratos: histórico de consumo, dados segmentados por unidades consumidoras e garantias financeiras, entre outras.

O desenvolvimento de soluções que atendam a empresas de menor porte também integra a trajetória de preparação da Companhia para a expansão do mercado. Exemplo disso é o E-conomiza, criado para a facilitar a migração de pequenas e médias empresas (com consumo de até 1 MWm) do mercado cativo para o livre, oferecendo, entre outras vantagens, a aquisição de energia a partir de fontes renováveis.

Para apoiar a descarbonização de clientes do ACL, a ENGIE oferece soluções complementares, como créditos de carbono, atestados de consumo de energia elétrica de fontes renováveis (I-RECs) ou contratos especiais para garantir eletricidade livre de emissões (ENGIE-REC), utilizados para reduzir ou compensar suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

INOVAÇÃO

Para a ENGIE Brasil Energia, a inovação representa um fator fundamental de competitividade, que impulsiona a busca por soluções para os desafios inerentes aos negócios e ao desenvolvimento sustentável da sociedade. Em 2022, a Companhia atualizou sua estratégia referente ao tema, direcionando-a à aplicação e ao desenvolvimento de tecnologias com foco na performance operacional dos ativos, bem como na melhoria contínua do desempenho socioambiental e de governança.

Internamente, a gestão da inovação é conduzida em duas frentes:

- Fórum de Inovação: responsável pelo planejamento estratégico da inovação, incluindo a definição das prioridades de investimentos em projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) estratégicos;
- Núcleo Tático: tem a atribuição de aprovar investimentos em inovações incrementais e monitorar contextos de inovação, incluindo novas tecnologias, informações de mercado, potenciais clientes e atualizações regulatórias.

Um dos mecanismos mais relevantes para a prática da inovação na Companhia é o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Aneel, executado por meio de parcerias com empresas, universidades e instituições de pesquisa, fomentando o modelo de *open innovation*. O Programa segue as determinações da Lei nº 9.991/2000, que prevê a destinação de 1% da receita operacional líquida anual das empresas do setor elétrico em atividades de PD&I.

Em 2022, destinamos mais de R$ 62,6 milhões ao programa, de acordo com a seguinte distribuição:

- R$ 24,7 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);

- R$ 12,3 milhões ao MME), para custeio da EPE;

- R$ 7,4 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária;

- R$ 18,2 milhões a serem aportados em projetos pela ENGIE Brasil Energia.

O portfólio de projetos vigentes em 2022 totalizou 14 projetos, com investimentos que somaram R$ 111,7 milhões, desconsiderando custos relacionados a gestão dos programas. O gráfico abaixo apresenta uma visão geral do aporte no Programa, conforme áreas focais das pesquisas.

Em 2022, tivemos:

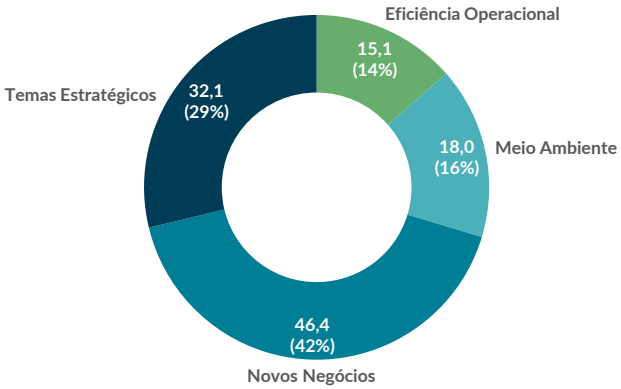
- 6 novas instituições de pesquisa parceiras;
- 4 novas *startups* parceiras; e
- Projetos desenvolvidos em 7 estados brasileiros.

Entre os projetos em andamento, destacam-se:

- **Valoração dos serviços de usinas hidrelétricas e proposições comerciais**: O projeto de P&D busca quantificar o volume de serviços prestados pelas hidrelétricas operadas pelas Companhia e valorá-los adequadamente. Entre os atributos pesquisados estão segurança, estabilidade e qualidade ao suprimento de energia elétrica.

- **Barreira de contenção de vazamento de óleo**: reforçando o compromisso da inovação com a sustentabilidade e a eliminação do impacto ambiental dos nossos processos, desenvolvemos em 2022 uma barreira de proteção sustentável que reforça o sistema de segurança das nossas usinas hidrelétricas contra vazamentos de óleo.

Total aportado nos projetos em andamento até 2022 (R$ milhões; % do total)



Cultura inovadora

Internamente, a Companhia investe em iniciativas de intraempreendedorismo, com destaque para o Inove, programa que fomenta sugestões inovadoras de colaboradores para melhorias operacionais e processuais, incluindo o uso de novas tecnologias e o desenvolvimento de projetos voltados a aspectos ESG. A cultura da inovação também foi fortalecida por meio de ações que se estenderam às unidades de diversas regiões do país – incluindo a capacitação de 140 colaboradores em aspectos técnicos relacionados ao tema.

Hub de Inovação

Considerando que os processos de inovação são contínuos e transversais, abrangendo todas as áreas da Companhia, foi criado um espaço virtual dedicado a concentrar informações relativas a projetos, ações e atividades de cunho inovador. Além de divulgar as informações sobre o tema no contexto interno, o chamado Hub de Inovação dissemina notícias externas e promove capacitações realizadas por ecossistemas de PD&I.

Inove em números – 2022

- 69 colaboradores diretamente envolvidos
- 107 iniciativas cadastradas
- R$ 5,8 milhões em investimentos
- R$ 66,5 milhões de retorno estimado

Patente de inovação

Em junho de 2022, a ENGIE Brasil Energia conquistou, em conjunto com a Power Opticks, a patente do "Transformador de Corrente Óptico com Medição Redundante e Circuito Híbrido de Compensação de Temperatura". (TECO-MR). O equipamento desenvolvido amplia a confiabilidade de transformadores em subestações de energia, gerando também benefícios econômicos, metrológicos e de segurança quando comparado a modelos convencionais analógicos.

Integração ao ecossistema

A ENGIE Brasil Energia integra o LinkLab, programa da Associação Catarinense de Tecnologia (Acate) que conecta grandes e pequenas empresas, facilitando a contratação ágil de serviços e soluções do ecossistema de *startups* de todo o Brasil. O programa permite a implementação de projetos de curta duração e baixo custo, desenvolvendo Provas de Conceito (*Proof of Concept* – POC) – as quais, se validadas, podem evoluir para soluções aplicáveis aos negócios.

RISCOS E OPORTUNIDADES

MAPEAMENTO E CONTROLE

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

Essa avaliação é realizada de forma sistemática, permeando todas as atividades, norteada por três objetivos principais:

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

Os resultados dessa análise são registrados na Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais, documento interno que baliza a atuação da Companhia, aprovada pela Diretoria Executiva e monitorada pelo Conselho de Administração, com o suporte do Comitê de Auditoria Estatutário.

Desde 2021, as atividades da segunda linha de defesa se concentram em única área, a Gerência de Governança, Riscos e Controles, que entre outras atribuições, passou a ser responsável pela emissão da Matriz.

A Gerência de Auditoria Interna, a cada ciclo, utiliza os resultados da Matriz de Riscos para nortear o Plano Anual de Auditoria Interna (PAAI), verificando a eficiência e eficácia dos planos de mitigação e outros aspectos relevantes para a melhoria contínua da gestão.

RISCOS MONITORADOS

Risco ético e *compliance*: Descumprimento, interno ou com conluio externo, de valores e princípios do Código de Ética: corrupção, uso fraudulento de propriedades da Companhia, interferência em processos de concorrência, desrespeito aos direitos humanos, incluindo condições de trabalho e relacionamentos no trabalho. Não conformidade (*compliance*) com as normas e regulamentos aplicáveis às atividades da Companhia.

Impactos em caso da materialização do risco: Os potenciais prejuízos decorrentes relacionam-se à reputação, aos resultados financeiros e à descontinuidade das operações da Companhia.

Meios de mitigação:

- Atuação do Comitê de Ética;

- Programa estruturado de treinamento e de campanha de sensibilização voltados as questões de ética e conformidade;

- Auditorias regulares e testes anuais de conformidade no Processo de Conformidade com os Princípios Éticos do Programa de Controles Internos (INCOME);

- Disponibilização de um canal confidencial externo para denúncias, disponível para *stakeholders* internos e externos, 24 horas por dia.

Tributário: Eventual alteração da legislação tributária que impacte o plano de negócios de projetos em desenvolvimento.

Impactos em caso da materialização do risco: Impactos financeiros decorrentes da perda em processos nas esferas judicial ou administrativa.

Meios de mitigação:

- A Companhia mantém uma área exclusivamente dedicada ao acompanhamento sistemático de propostas ou mudanças efetivas na legislação tributária (com potencial de afetar suas atividades), seja corporativamente ou por meio de entidades representativas;

- Adoção da cláusula de "recomposição do equilíbrio econômico-financeiro" nos contratos celebrados com os clientes, o que permite rever os preços em caso de alteração e incremento do custo tributário oriundo de alteração legal ou de nova lei.

Regulatório e país: Evolução adversa da regulação do setor elétrico ou energético.

Impactos em caso da materialização do risco: Principalmente pela mudança do desenho do mercado, alterando as modalidades, os termos ou as condições dos contratos de compra e venda de energia vigentes, os níveis de produção, os encargos setoriais ou o relacionamento entre os agentes, com impactos financeiros temporários ou permanentes.

Meios de mitigação:

- Redução na posição credora na Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mitigando o risco de crédito;

- Em relação à regulação do mercado de carbono no Brasil, a Companhia vem atuando de forma proativa nas discussões juntos às entidades envolvidas na construção de um modelo que amplie as oportunidades do setor elétrico, posicionando a ENGIE Brasil Energia importante player na oferta de soluções como créditos de carbono, I-RECs e ENGIE-RECs.

Mercado: A oferta e a demanda de energia elétrica podem ter comportamento diferente do previsto.

Impactos em caso da materialização do risco: Impacto nos volumes e preços da energia, com consequente impacto nos resultados.

Meios de mitigação:

- Controle permanente do portfólio, com manutenção e gestão contínua da reserva estratégica de energia;

- Política de crédito;

- Inclusão de cláusulas de flexibilidade nos contratos de venda de energia.

Contraparte comercial: Vinculados à liquidez dos *players* com quem a Companhia possui relações comerciais e às condições de mercado, principalmente de curto prazo (*spot*), quando a volatilidade de preços pode promover a insolvência de alguns agentes, impedindo que honrem seus compromissos.

Impactos em caso da materialização do risco: Impactos no portfólio comercial, com consequente exposição a preços de mercado para recompra para honrar compromissos, com impacto direto em custos.

Meios de mitigação: Gestão diária das operações e cumprimento do que determina as políticas de crédito e de contraparte, em relação à exposição e garantias.

Operacionalização da estratégia: Adversidade na operacionalização do novo reposicionamento estratégico do Grupo ENGIE (acelerar a transição para uma economia neutra em carbono; crescimento acelerado em renováveis e infraestruturas.

Impactos em caso da materialização do risco: Diminuição de competitividade e impacto negativo nos resultados e no valor da Companhia.

Meios de mitigação:

- Comunicação clara a respeito da evolução da estratégia de descarbonização;

- Planejamento e gerenciamento de mudanças;

- Desenvolvimento e melhoria de ações e iniciativas voltados a atração, retenção e engajamento de profissionais;

- Plano Estratégico para projetos de transformação digital;

- Plano Estratégico para projetos de transformação empresarial.

Implantação de projetos: Ocorrência de eventos no desenvolvimento ou na implantação de projetos que possam trazer atraso no cronograma da obra, custos adicionais na implantação, conflitos com *stakeholders* e ineficiências na operação do empreendimento.

Impactos em caso da materialização do risco: Descumprimento de contratos comerciais, expondo a Companhia a compra de energia para reposição do portfólio (no caso de geração) ou multa em caso de transmissão – ambos com impactos financeiros temporários.

Meios de mitigação:

- Atuação de equipes qualificadas e experientes na implantação de projetos;

- Gestão de contratos junto às empreiteiras e demais fornecedores envolvidos, incluindo questões técnicas, financeiras, ambientais e sociais, sempre pautados por diálogo permanente com todas as partes interessadas;

- Manutenção de um nível ótimo de energia descontratada no portfólio, para honrar eventuais compromissos, diminuindo a exposição ao mercado de energia de curto prazo.

Segurança industrial: Composto por diversos fatores de risco, tais como integridade dos ativos; segurança pessoal, patrimonial e empresarial; aspectos socioambientais – considerando todos os possíveis impactos causados pelas atividades operacionais da Companhia; sistemas de controle industrial; saúde e segurança do trabalho.

Impactos em caso da materialização do risco: A materialização desses fatores pode impactar a Companhia em âmbito tanto financeiro quanto reputacional.

Meios de mitigação:

- Monitoramento constante das atividades operacionais da Companhia, com adoção das melhores práticas e certificação do Sistema Integrado de Gestão (SIG) conforme as normas NBR ISO 9001 (Qualidade); 14001 (Meio Ambiente) e 45000 (Saúde e Segurança Ocupacional);

- Contratação de seguros dos ativos, abrangendo lucros cessantes, risco operacional, déficit energético, responsabilidade civil relacionada com danos a terceiros e ao meio ambiente;

- Planos de Atendimento à Emergência contemplados no Sistema Integrado de Gestão de cada usina, incluindo realização de simulações periódicas dos cenários de emergência previamente identificados;

- Plano de Segurança de Barragens e atuação permanente de Comitê de Monitoramento de Barragens;

- Aplicação, comunicação e monitoramento das obrigações legais e das diretrizes da Companhia relacionadas a saúde e segurança no trabalho;

- Procedimento normativo que determina critérios para avaliação de desempenho de fornecedores e adequação em relação as diretrizes de saúde e segurança do trabalho da Companhia;

- Definição e implantação das determinações da Política de segurança da informação;

- Adoção de Programa de Segurança dos Sistemas de Controle Industrial.

Segurança Cibernética: Falta ou falha de planejamento, gestão, monitoramento ou da segurança de recursos e serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), Tecnologia de Automação (TA) e Internet das Coisas (IoT).

Impactos em caso da materialização do risco: Potencial prejuízo à continuidade das operações, impactando negativamente os resultados e a imagem da Companhia.

Meios de mitigação: Definição de políticas, processos de gestão, controles e conscientização dos colaboradores para o correto uso de tecnologias digitais.

Privacidade de Dados Pessoais: Falta ou falha de planejamento, gestão ou de segurança de informações pessoais, que podem levar à divulgação indevida.

Impactos em caso da materialização do risco: Além de impactar a reputação da Companhia, pode implicar em multas e penalidades no âmbito jurídico.

Meios de mitigação: Utilização de programa específico para gestão dos requisitos da Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD).

SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO

O Programa de Segurança da Informação da ENGIE Brasil Energia contempla as principais ações, premissas e abrangência (ativos de negócios e de sistemas industriais), além da estrutura de governança associada. Essa governança inclui a atuação do Fórum de Segurança dos Sistemas de Controle Industrial, bem como a presença na Companhia em órgãos relacionados ao tema na ENGIE Brasil Energia e no Grupo ENGIE – a fim de manter o alinhamento em diretrizes e práticas.

Os riscos relativos à segurança digital são avaliados periodicamente, por meio de análises e verificações sistêmicas, as quais geram planos de ação integrados ao *Enterprise Risk Management* (ERM) – acompanhados periodicamente e reportados ao Conselho de Administração da Companhia, abrangendo metas corporativas.

Assim, os riscos técnicos/operacionais são gerenciados por meio das diversas ferramentas especializadas que verificam o ambiente virtual em busca de ameaças, somadas às dedicadas à segurança digital (*firewalls*, *antimalware* e *scans* de vulnerabilidade, entre outras).

Em 2022 a ENGIE Brasil Energia investiu, também, no desenvolvimento e contratação de um *Security Operation Center* (SOC) local, para melhorar a visibilidade dos riscos tecnológicos nos ambientes digitais de negócios (TI) e de automação/operação industrial (TO), com a aquisição de sistemas e serviços específicos para a gestão de riscos tecnológicos em ambientes industriais.

Como resultado dos esforços da Companhia, em 2022, não foram registrados casos de violação de dado ou queixa recebida de órgãos reguladores sobre o tema.

SEGURANÇA OPERACIONAL – ÁREA DE INFLUÊNCIA DE HIDRELÉTRICAS

A segurança operacional dos ativos atua na gestão eficiente de riscos e emergências comuns a cheias naturais e eventos adversos. Construindo uma cultura prevencionista, a ENGIE e os Consórcios Itá, Machadinho e Estreito, atuam em conjunto com as Defesas Civis, das comunidades onde os empreendimentos possuem influência, operacionalizando ações previstas na Política Nacional de Proteção e Defesa Civil – PNPDEC (Lei 12.608/2012) e a Política Nacional de Segurança de Barragens (Leis nº 12.334/2010 e nº 14.066/2020).

Em 2021, período de enfrentamento da Covid-19, foram consolidadas as estratégias, o plano de comunicação, as contratações de serviços e as articulações institucionais junto as Defesas Civis Municipais, Regionais e Estaduais. Ainda no mesmo ano, com objetivo de definir a área de risco sujeita a inundação e as edificações existentes na Zona de Autos salvamento e áreas adjacentes, foi executado, por meio de drones, o aerolevantamento de 20.800 hectares situados em um raio de 10 quilômetros à jusante de cada empreendimento.

Em 2022, com os aerolevantamentos geoprocessados e a identificação das edificações, foi realizado, por meio de aplicativo e em parceria com as Defesas Civis Municipais, o cadastramento populacional, obtendo assim, o total de 8.518 cadastros, envolvendo 24.010 pessoas.

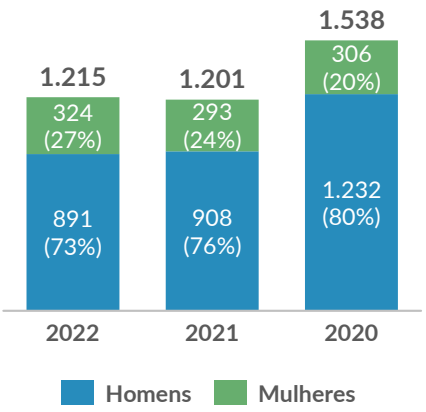
Ainda no último trimestre de 2022, iniciaram as implantações dos sistemas de alertas sonoros nas Usinas Hidrelétricas Itá, Machadinho e Passo Fundo. Está prevista para 2023 a contratação do sistema para os demais ativos.

NOSSO TIME

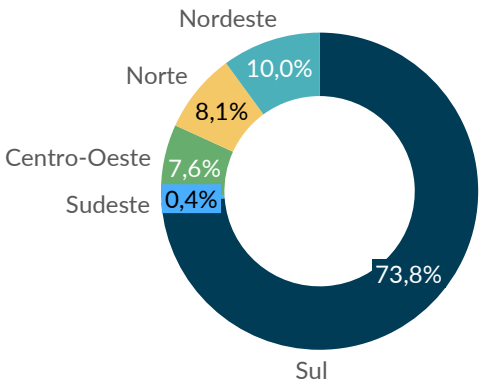
PERFIL DOS COLABORADORES

Ciente de que seu o capital humano constitui a base dos demais diferenciais competitivos, a ENGIE Brasil Energia se empenha em construir e manter um ambiente de trabalho seguro, respeitoso e inclusivo, que ofereça, a todas as pessoas, oportunidades de realizar seu potencial, e, assim, prosperar. Ao final de 2022, o quadro funcional da Companhia era formado por 1.215 colaboradores diretos – número praticamente estável em relação ao ano anterior –, a maioria alocada na Região Sul do país (vide gráficos a seguir). Esse dado se refere aos profissionais que trabalham em ativos nos quais a ENGIE Brasil Energia detém 100% de controle.

Total de colaboradores, por gênero

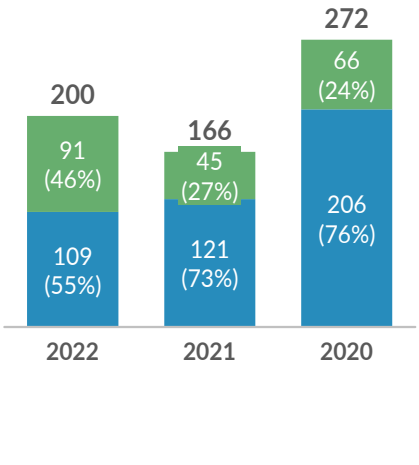


Colaboradores por região

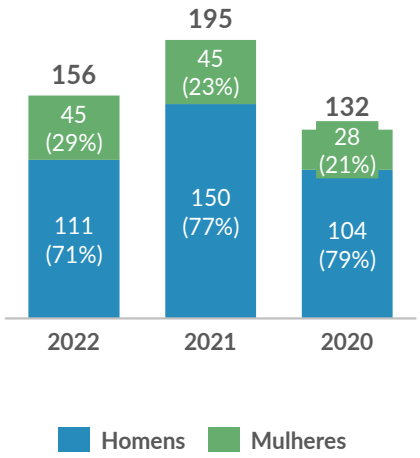


Ao longo do ano, foram realizadas 200 admissões, número 22% superior às registradas em 2021. As demissões, por sua vez, foram reduzidas em 20%, totalizando 156 ao final do período. Cerca de 85% das contratações se deram na Região Sul, com predominância de profissionais com idade entre 30 e 50 anos (61,5% do total). Já a rotatividade foi de 14,6%. Contribuiu para esse resultado a execução do Programa de Demissão Voluntária (PDV), iniciado no ano anterior. Do total de demissões voluntárias registradas em 2022, 25% correspondem a colaboradores que aderiram ao Programa.

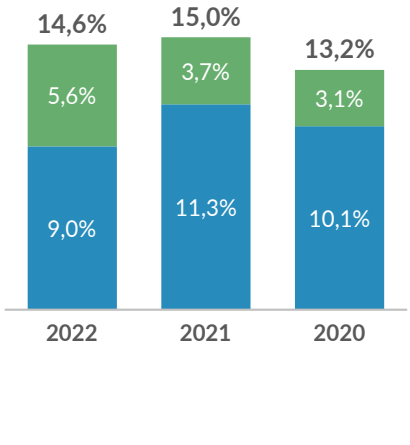
Admissões, por gênero



Demissões, por gênero



Taxa de rotatividade, por gênero



Remuneração e benefícios

A fim de atrair e manter seus profissionais, a Companhia oferece remuneração justa, compatível com as práticas salariais dos segmentos e regiões de atuação. Para garantir maior competitividade no mercado de trabalho, a ENGIE Brasil Energia compõe um pacote de benefícios adicionais aos previstos na legislação, buscando proporcionar mais segurança e conforto aos colaboradores e suas famílias.

Pacote de benefícios

- Assistência Médica e Odontológica
- Auxílio Creche
- Auxílio Farmácia
- Extensão da licença-maternidade (6 meses) e da licença-paternidade (28 dias)
- Horário Flexível e Regime Híbrido de Trabalho
- Previdência Privada
- Programa de Apoio Psicológico
- Seguro de Vida
- Vale Refeição e/ou alimentação
- Vale transporte

DIVERSIDADE E INCLUSÃO

O fomento à diversidade, à equidade e à inclusão reflete o compromisso do Grupo ENGIE com a promoção dos Direitos Humanos, a fim de combater a discriminação e contribuir para a redução das desigualdades sociais. Além do impacto social efetivo, esse esforço se mostra essencial ao crescimento sustentável da Companhia, à medida em que agrega, ao cotidiano das operações, diferentes experiências e perspectivas, impulsionando a criatividade e a inovação, entre outros benefícios.

Em 2022, ano de lançamento da Política de Diversidade & Inclusão, a Companhia acelerou sua jornada por equidade de gênero e deu passos importantes para consolidação da cultura ampla de diversidade. Para tanto, foram intensificadas as oportunidades de aprendizagem sobre o tema – a Companhia tornou obrigatório, a todos os colaboradores, o treinamento-base de Diversidade & Inclusão, que aborda vieses inconscientes e atitudes para tornar o ambiente de trabalho mais inclusivo.

Em 2022, foi registrado aumento de 2,6% no número de mulheres no quadro funcional – passando de 24,4% do total de colaboradores, em 2021, para 27% em 2022. A fim de ampliar o impacto positivo das iniciativas para equidade de gênero, a ENGIE Brasil Energia desenvolve um programa estruturado, com ações voltadas ao público interno e externo, conforme descrito abaixo:

Inclusão de Pessoas Com Deficiência (PCDs)

Em 16 de novembro de 2022, a sede da Companhia recebeu a primeira turma do Programa de Capacitação de PCDs, voltado a promover desenvolvimento técnico e comportamental de profissionais com deficiência. O grupo é composto por 15 universitários, selecionados entre 305 candidatos, com formação compatível às oportunidades oferecidas pela ENGIE Brasil Energia.

Atuando como assistentes, eles foram alocados em áreas com maior afinidade, considerando seus conhecimentos prévios e as necessidades da Companhia. A trilha de desenvolvimento tem duração de 15 meses, com foco em protagonismo de carreira, ações de autoconhecimento e ferramentas de sucesso. Inclui, ainda, um programa de mentoria com duração de seis meses.

O Programa integra diversas iniciativas desenvolvidas pela Companhia para inclusão de PCDs. Ao final de 2022, 54 colaboradores integravam esse grupo de profissionais.

Programa para promoção de equidade de gênero

Pilar 1: Elevar de forma sustentável o percentual de mulheres na Companhia - Estratégia 50-50

Pilar 2: Apoiar o desenvolvimento profissional das mulheres no Grupo ENGIE e na sociedade

Pilar 3: Garantir uma cultura que promova respeito e bem-estar da mulher no ambiente de trabalho

Como desdobramento do primeiro pilar do Programa, a Companhia lançou, em maio de 2022, o Programa de Trainee para Engenheiras, uma ação afirmativa voltada a acelerar a equidade de gênero, em especial no incentivo e na geração de oportunidades para que mulheres se desenvolvam em carreiras de Ciências, Tecnologia, Engenharia. Das 2.858 candidatas inscritas, 13 foram selecionadas para integrar o Programa, que tem duração de 12 meses. Nesse período, elas ficam lotadas nos ativos, onde recebem treinamentos e passam por diversas áreas – operação, manutenção, meio ambiente, saúde e segurança e administração.

DESENVOLVIMENTO PROFISSIONAL

Em 2022, a Companhia investiu R$ 5,7 milhões em ações de treinamento e capacitação, um incremento de 24% em relação ao ano anterior. Ao todo, foram cerca de 66 mil horas dedicadas à aprendizagem, aumento de 11% quando comparado a 2021. A elevação, tanto do investimento quanto da carga horária se deve, especialmente, ao maior número de eventos formativos na modalidade de imersão, que reuniram presencialmente as equipes – o que não foi possível em anos anteriores, devido às restrições sanitárias impostas pela pandemia de Covid-19.

Com foco em desenvolvimento profissional, a avaliação de desempenho é realizada anualmente pela Companhia. Em 2022, só não participaram desse processo colaboradores temporários (terceiros) aprendizes e estagiários. A avaliação considera habilidades técnicas e comportamentais, analisadas pelo próprio colaborador, por seu gestor direto e, em alguns casos, por colegas de equipe. Assim, o resultado do processo indica oportunidades de melhoria no desempenho na função atual, além de apontar caminhos de desenvolvimento para progressão de carreira.

Ao final do ciclo de avaliação, o colaborador registra seu Plano de Desenvolvimento Individual (PDI), validado por seu gestor e, posteriormente, avaliado pela área de Gestão de Pessoas e Cultura. Sempre que identificadas necessidades recorrentes de formação, em diversos PDI, são propostas iniciativas coletivas de formação.

Para fortalecer esse processo, a ENGIE Brasil Energia criou o Diálogos de Carreira, plataforma de apoio ao PDI, na qual o colaborador reflete sobre a evolução de sua trajetória profissional e os resultados de seu trabalho no ano, junto ao seu gestor. Os PDI também orientam a oferta formativa na plataforma de educação corporativa, que pode ser acessada livremente pelos colaboradores. Programas de desenvolvimento complementares são oferecidos na ENGIE *University*, universidade corporativa do Grupo ENGIE. Em complemento, um programa de formação permite aos colaboradores receber contrapartida financeira da Companhia para pós-graduação e cursos de idiomas.

Clima organizacional

Para avaliar a efetividade dos programas dedicados à gestão de pessoas, a Companhia realiza regularmente uma pesquisa de clima organizacional. Em 2022, 92% dos colaboradores participaram da iniciativa – índice 7% superior ao obtido em 2021. Os principais destaques identificados foram:

- Acredito plenamente nas metas e objetivos da ENGIE – 96%
- Eu recomendaria a ENGIE como um bom lugar para se trabalhar – 95%
- Tenho orgulho de ser associado à ENGIE – 97%
- Acredito firmemente na capacidade da ENGIE de avançar rumo a uma economia neutra em carbono – 97%
- A ENGIE é uma empresa socialmente responsável – 97%
- Compreendo como meu trabalho contribui para os objetivos de negócio da minha empresa – 96%

SAÚDE, SEGURANÇA E BEM-ESTAR

Garantir a segurança e preservar a saúde das pessoas que trabalham para a Companhia (sejam colaboradores próprios ou prestadores de serviços) são diretrizes prioritárias na agenda de sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia. Refletindo esse compromisso, em 2022 não foram registrados acidentes graves ou fatais envolvendo colaboradores próprios ou terceirizados. No período, houve queda de 52,5% no número geral de acidentes em relação a 2021.

Esses resultados fortalecem a cultura de saúde e segurança da Companhia, ancorada na responsabilidade compartilhada e no cuidado individual e coletivo. Entre os fatores que contribuíram para o desempenho positivo em 2022, destacam-se:

• Aumento no número de profissionais de saúde e segurança em campo e capacitação contínua dessas equipes;

• Fomento das análises de ocorrência com maior profundidade, para identificação das causas raízes e contributivas;

• Treinamentos, campanhas de comunicação e eventos dedicados à sensibilização do público interno, incluindo terceiros, quanto a processos e comportamentos seguros;

• Implantação de ações para saúde emocional, com foco na redução de riscos psicossociais, integrando saúde física e mental.

Para assegurar e monitorar o cumprimento das diretrizes de Saúde e Segurança do Trabalho (SST), a Companhia possui um sistema de gestão dedicado ao tema, focado em prevenir, controlar, eliminar ou reduzir riscos aos colaboradores. Além disso, estabelece diretrizes para conformidade legal e normativa, deixando claras as atribuições e responsabilidades nas diferentes esferas: Alta Direção, Gerências, Núcleo de SST Corporativo, equipes de SST dos ativos e colaboradores em geral.

As etapas de identificação, avaliação e controle de perigos e riscos integram todos os processos gerenciados pelo Sistema de Gestão de SST, incluindo a elaboração de projetos e a implantação de novas instalações físicas e tecnológicas. Um módulo do Sistema é dedicado à identificação de perigos e riscos, no qual são também definidas as medidas para eliminação e mitigação.

Todos os registros de situações de risco e quase acidente, bem como de acidentes, são analisados, buscando identificar sua causa raiz e definição de plano de ação corretivo, que defina medidas de prevenção para corrigir as falhas e evitar recorrência. O Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR) estabelece um conjunto de medidas e orientações para ações contínuas, multidisciplinares e sistematizadas, sobre o que deve ser feito sobre a exposição dos trabalhadores aos riscos ocupacionais, a fim de gerenciar os riscos existentes em todas as áreas da Companhia.

Indicadores relativos a colaboradores próprios	2022	2021	2020
Número de horas de exposição ao risco	2.219.779	2.680.926	2.420.548
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	6	2	5
Número de acidentes fatais (óbitos)	0	0	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	0	0	15
Casos de doenças profissionais	0	0	0

Indicadores relativos a prestadores de serviço	2022	2021	2020
Número de horas de exposição ao risco	13.822.341	33.455.292	17.510.414
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	109	227	102
Número de acidentes fatais (óbitos)	0	9	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	269	959	221

Taxa de frequência e gravidade	2022	2021	2020	Meta 2022	Meta 2023
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios*	0,00	0,00	0,41	-	-
Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção (próprios e terceiros) *	1,32	0,568	1,203	≤ 1,40	≤ 1,40
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios**	0	0,000	0,000	≤ 0,02	≤ 0,02
Taxa de Frequência (TF) obras (próprios e terceiros) *	1,01	1,649	0,561	≤ 2,30	≤ 2,30
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios e terceiros**	0,017	0,027	0,012	-	≤ 0,02

* TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
** TG = nº de dias perdidos com acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

MEIO AMBIENTE E CLIMA

ESTRATÉGIA PARA A CONSERVAÇÃO

Ancorando o propósito e o modelo de negócios da ENGIE Brasil Energia, a conservação dos recursos naturais e do clima do Planeta constitui um compromisso fundamental da Companhia, refletido em políticas e práticas adotadas em todos os segmentos nos quais atua – tanto nos ativos operacionais quanto naqueles em implantação. Assim, além de assegurar a conformidade com a legislação, nossa gestão ambiental tem como foco a mitigação de riscos e impactos das operações sobre o ecossistema, o monitoramento das condições ambientais e o engajamento de *stakeholders*, a fim de potencializar o impacto positivo nos territórios onde operamos e gerar valor a partir de iniciativas ambientais.

Tais direcionadores amparam nossa Estratégia de Conservação Ambiental, construída a partir da Política de Gestão Sustentável e da Política Ambiental – as quais foram atualizadas em 2022. Dividida em cinco eixos, essa Estratégia elenca temas prioritários, considerando os principais impactos – positivos e negativos – de nossas atividades sobre o meio ambiente: **Biodiversidade; Água; Florestas; Economia Circular/Resíduos; e Clima**. Transversais a esses tópicos, bem como a outros relevantes às operações, estão aspectos relacionados à gestão de riscos, à conformidade legal, ao relacionamento com *stakeholders*, à inovação, ao desempenho ambiental e à educação ambiental

Junto às diretrizes corporativas e aos compromissos voluntários assumidos pela Companhia, a Estratégia de Conservação Ambiental orienta a gestão, adaptada à realidade dos territórios nos quais os ativos estão inseridos. Assim, o desenvolvimento de programas, projetos e iniciativas ambientais decorre de estudos e diagnósticos aprofundados sobre condições e demandas locais, conduzidos por especialistas e compartilhados com diversos *stakeholders*.

Entre esses *stakeholders* estão as autoridades ambientais, às quais a ENGIE Brasil Energia reporta a conformidade legal de suas atividades, incluindo o **cumprimento de mais de 2,4 mil condicionantes** estabelecidas para obtenção e manutenção das **113 licenças ambientais** que gerencia. Em 2022, oito Licenças de Operação (LOs) foram renovadas. Ao final do ano, 100% das operações estavam em conformidade, com as LOs ativas.

GESTÃO AMBIENTAL

Em 2022, a Companhia investiu cerca de R$ 29,5 milhões para manter as ações de impacto positivo em consonância com os padrões socioambientais determinados pelo Grupo ENGIE, bem como para atender e às condicionantes ambientais das Licenças de Operação dos ativos operacionais.

Nos ativos em operação, indicadores de desempenho são monitorados por meio do Sistema Integrado de Gestão (SIG), o qual é certificado em conforme as normas NBR ISO 14001 – Gestão Ambiental; NBR ISO 9001 – Gestão de Qualidade; e ISO 45001 – Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho. Para assegurar a melhoria contínua do desempenho em meio ambiente, a Companhia estabelece metas anuais que consideram aspectos e impactos mais relevantes a cada ativo e território.

Matriz de Riscos Socioambientais

O mapeamento dos riscos socioambientais relacionados aos ativos da ENGIE Brasil Energia evoluiu para a estruturação corporativa de planos de ação dedicados à prevenção e à mitigação – com iniciativas de curto, médio e longo prazos. A execução desses planos tem caráter multidisciplinar, envolvendo equipes de diversas áreas da Companhia, tais como Meio Ambiente, Operação e Manutenção.

Fluxo de gestão de riscos socioambientais



Alinhada às diretrizes do Grupo ENGIE, a metodologia adotada para gestão de riscos socioambientais avalia a probabilidade e o impacto dos riscos aplicáveis a cada negócio. Assim, a matriz define oito categorias de riscos diretos, conforme descreve o infográfico a seguir.

Riscos socioambientais diretos

Categoria de Risco	Descrição
Licenciamento ambiental	Situações que possam impactar o processo de licenciamento, como divergências no contexto ou escopo de condicionantes, e grandes alterações de condicionantes no processo de renovação da licença
Compensação ambiental	Situações decorrentes do processo de compensação ambiental atrelados ao Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC).
Ictiofauna	Situações adversas vinculadas, principalmente, aos períodos de estiagens e/ou outras condições ambientais potencialmente prejudiciais à fauna (notadamente peixes) na região das hidrelétricas.
Avifauna	Situações adversas a condições ambientais potencialmente prejudiciais às aves na região das usinas eólicas e sistemas de transmissão em operação.
Comunidades tradicionais	Situações atreladas aos processos de licenciamento e como se relacionam com comunidades tradicionais que têm influência na região, como índios, ribeirinhos e quilombolas.
Arqueologia	Pendências de regularização arqueológica, notadamente no âmbito do licenciamento ambiental.
Área Protegidas	Situações de impacto em áreas de conservação, como as de preservação permanente.
Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório (Pacuera)	Situações vinculadas a processos de revisão ou elaboração de Planos de Usos.

Síntese – desempenho ambiental

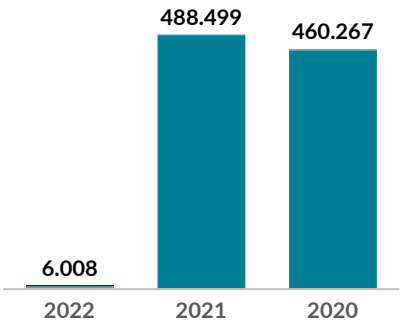
A seguir, estão elencados os principais indicadores de desempenho ambiental monitorados, com comentários sintetizados sobre a forma de gestão e os resultados observados. Mais informações sobre esses e outros aspectos estarão no Relatório de Sustentabilidade de 2022, a ser publicado a partir de abril de 2023 no *website* da Companhia.

Água

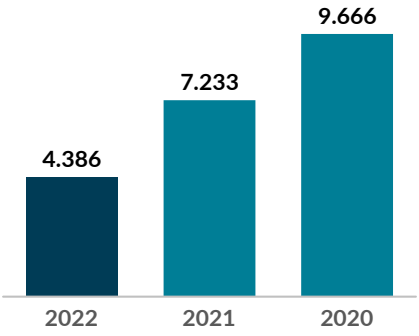
Ciente de que se trata de um recurso essencial não apenas à continuidade das atividades industriais, incluindo a produção de energia, mas também à vida de todas as espécies, o Grupo ENGIE tem na gestão da água um dos pilares de sua Política Ambiental. Assim, alinhada às diretrizes da Controladora, a Companhia monitora a pegada hídrica de suas atividades e desenvolve iniciativas de redução do consumo, ao mesmo tempo em que identifica oportunidades de contribuir para a conservação da água, assegurando qualidade e disponibilidade.

A demanda por captação de água nas operações da Companhia se concentra no segmento de geração. Nas usinas hidrelétricas, todo o volume captado para fins de geração é devolvido ao corpo hídrico, com as mesmas características da captação.

Total de água retirada (em megalitros)



Consumo de água (em megalitros)



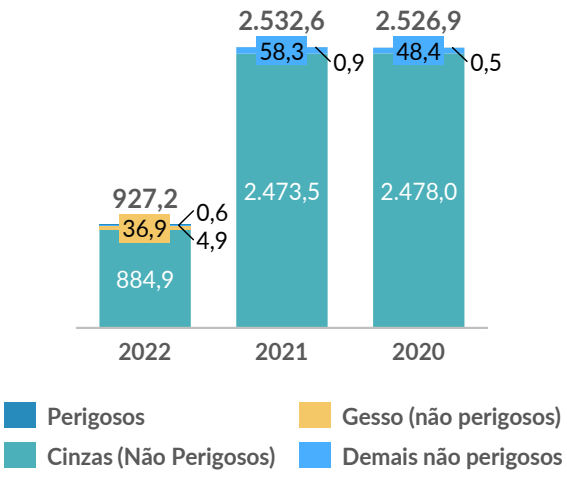
Cabe ressaltar que em função da saída do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda do portfólio de ativos da Companhia, a pegada hídrica da Companhia foi bastante reduzida. Em 2022, a geração termelétrica, representada pela Usina Termelétrica Pampa Sul – que teve o contrato de venda anunciada em setembro – foi responsável pelo maior consumo de água industrial da Companhia. Cabe ressaltar que o uso de água para geração dessa termelétrica, em geral, considera que cerca de 80% da água captada – do reservatório do Rio Jaguarão, implantado para essa finalidade – seja utilizada na torre de resfriamento da Usina (volume evaporado quase por completo).

Resíduos

Orientado pela Política de Gestão Sustentável da Companhia – e em conformidade com a Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010) – o gerenciamento de resíduos da ENGIE Brasil Energia obedece a critérios e diretrizes rigorosos, aplicáveis a todas as unidades operacionais, que visam, principalmente, eliminar ou reduzir ao máximo a geração. Quando isso não é possível, a prioridade passa a ser a reutilização, a reciclagem, o tratamento e a disposição final adequada (nessa ordem).

Assim, todas as unidades de negócio possuem um Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS) próprio, compatível com suas atividades, devidamente atualizado e em conformidade com a legislação vigente. Da geração à destinação final, o controle e rastreio dos resíduos se dá por meio de um processo digitalizado, via software integrado. Como parte desse processo, balanças automáticas são utilizadas em alguns ativos para a pesagem de resíduos, o que permite o lançamento automático das pesagens à base de dados, agregando maior confiabilidade aos registos.

Total de resíduos gerados (em milhares de t)



Os resíduos sob responsabilidade da Companhia são armazenados em locais apropriados, segregados conforme seu estado físico, nível de periculosidade e incompatibilidade química, de modo a garantir o completo atendimento à legislação e às boas práticas ambientais. Há, ainda, o controle durante o transporte, por meio da verificação das documentações pertinentes e dos demais requisitos legais aplicáveis, a fim de mitigar riscos relacionados ao deslocamento até a destinação adequada.

CLIMA

Contexto da estratégia

Engajada no combate às alterações climáticas – resultantes do aumento da concentração de Gases de Efeito Estufa (GEE) na atmosfera – o Grupo ENGIE vem cumprindo seu propósito de agir para acelerar a transição à economia neutra em carbono. Alinhada aos preceitos do Acordo de Paris, firmado em 2015 por nações de todo o mundo, a Companhia atua para limitar o aquecimento global a 1,5°C, em comparação com os níveis pré-industriais.

Esse compromisso se reflete em sua Política de Gestão Sustentável, bem como em sua Política Ambiental e nas demais diretrizes corporativas que abordam o tema, aplicáveis a todos as suas unidades de negócio – o que inclui os Objetivos Não Financeiros do Grupo ENGIE. Tais diretrizes são orientadas por compromissos públicos assumidos pela Controladora, que ambiciona atingir a condição de NetZero em 2045, a partir da descarbonização das próprias operações e da cadeia de valor, com metas intermediárias definidas (2025 e 2030) e alinhadas à ciência, tendo como base o Science Based Targets (SBTi).

Transparência

Em 2022, a Companhia respondeu pela primeira vez ao questionário do CDP (anteriormente conhecido como *Carbon Disclosure Project*) de forma individual – e não mais com informações consolidadas junto à Controladora –, detalhando políticas, práticas e indicadores de desempenho relacionados ao tema. O Questionário da ENGIE Brasil Energia recebeu classificação "B" (terceira melhor pontuação).

Assim, a Jornada pelo Clima da ENGIE Brasil Energia está orientada pelos principais direcionadores estratégicos:

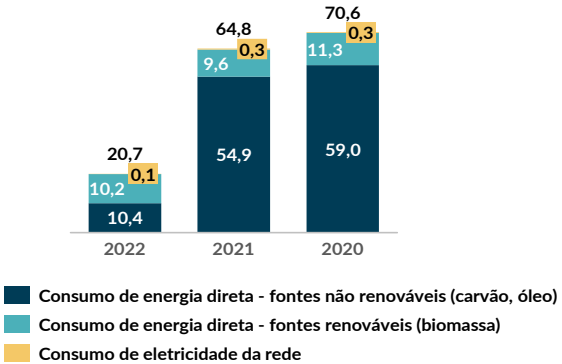
- Descarbonização dos ativos
- Expansão em energias renováveis
- Constante busca pela redução da pegada de carbono
- Engajamento da cadeira de valor (clientes e fornecedores)
- Ações de Conservação Ambiental e da Biodiversidade
- Compensação das emissões residuais

Métricas

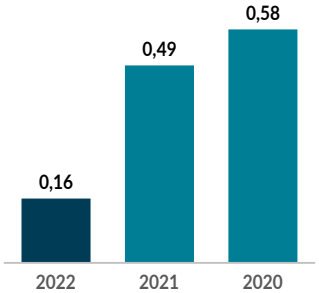
Energia

Na ENGIE Brasil Energia, o consumo de energia (direta e indireta) está relacionado às operações dos seus ativos, notadamente carvão e biomassa para geração de eletricidade nas Usinas Termelétricas. Por isso, a busca por eficiência no uso constitui eixo fundamental da estratégia de descarbonização. Em 2022, foi registrada redução de 68% no consumo total de energia, comparado ao ano anterior – relacionada, especialmente, à exclusão do consumo referente ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, ativo vendido em 2021. O indicador de intensidade energética, que faz a correlação entre energia consumida e produzida, também evoluiu no mesmo sentido.

Consumo de energia (em milhões de



Intensidade energética (GJ consumido/ GJ



* 1 GJ = 0,2777 MWh

Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

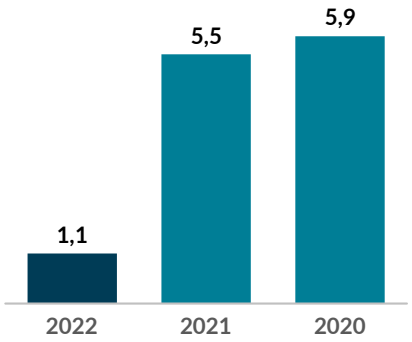
A Companhia realiza o controle rigoroso das próprias emissões desde 2010, avaliando a pegada de carbono de suas atividades e implementando ações para reduzi-la. O Inventário Corporativo de GEE é elaborado a partir dos conceitos, princípios e diretrizes estabelecidos pela metodologia GHG Protocol, divulgados pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHGP), utilizando as suas especificações para contabilização, quantificação e publicação de Inventários Corporativos de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Também são utilizadas equações fornecidas pelo Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC) para cálculo das emissões de determinadas fontes e sumidouros.

A estrutura do relatório segue as especificações da norma ISO 14064 - Sistema de Gestão de Gases do Efeito Estufa, publicada pela Organização Internacional de Normatização (International Organization for Standartization) em 2007. As emissões totais de GEE da Companhia foram calculadas e classificadas em Escopo 1 (emissões diretas), Escopo 2 (emissões indiretas por energia adquirida) e Escopo 3 (outras emissões indiretas) e o Inventário é verificado por parte externa independente, consolidando dados a partir das duas abordagens utilizadas pelo Programa: controle operacional e participação societária.

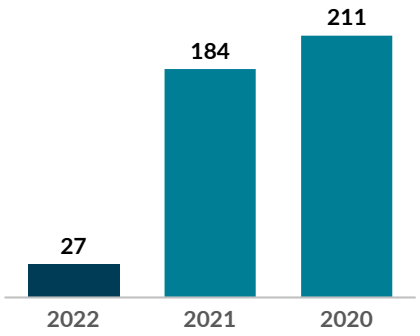
Até a data de publicação do presente Relatório, o inventário do ano de 2022 estava em elaboração. Portanto, as informações relativas a 2022 abaixo são preliminares e passarão por consolidação e asseguração por terceira parte até a publicação dos dados definitivos em abril de 2023, no Relatório de Sustentabilidade 2022. O Inventário, em sua íntegra, também é publicado no *website* da Companhia.

A redução significativa das emissões absolutas de CO2 e respectiva intensidade de emissões, em 2022, converge com a estratégia de descarbonização dos ativos da Companhia, iniciada em 2013, bem como com a estratégia de ampliação do seu parque gerador, que caminha para se tornar 100% renovável ainda em 2023.

Emissão de CO_2 (milhões de t de CO_2e)



Intensidade de emissões ($KgCO_2e/MWh$)



RELAÇÕES SUSTENTÁVEIS

COMUNIDADES

Impulsionar o desenvolvimento sustentável, combatendo desigualdades, está no centro da estratégia de atuação social da ENGIE Brasil Energia, que tem como foco prioritário as comunidades das quais faz parte, onde seus ativos estão inseridos – tanto em fase operacional quanto em implantação. A fim de identificar os desafios socioambientais de cada território, bem como seu potencial de contribuição para superá-los, a Companhia mantém práticas sistemáticas de relacionamento, que somam a escuta ativa – realizada no cotidiano por equipes locais – a eventos especialmente dedicados ao diálogo com representantes das comunidades, além da interlocução contínua com entidades sociais parceiras.

Essas interações permitem à Companhia desenhar iniciativas de responsabilidade social com extensão local, voltadas a apoiar demandas específicas de determinados territórios, e nacional – focadas em apoiar causas sociais compartilhadas por comunidades de diferentes regiões do país. Assim, os recursos destinados à responsabilidade social são distribuídos entre programas estruturantes e projetos pontuais, que buscam ampliar o impacto positivo da presença da Companhia.

Em 2022, quase R$ 21 milhões foram aportados pela ENGIE Brasil Energia a projetos de desenvolvimento comunitário. Esse total inclui recursos próprios e incentivados, conforme demonstra o quadro a seguir.

Fonte de Recurso	2022	2021	2020
Investimentos não incentivados	3.499,5	7.078,0	7.504,2
Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	2.352,0	1.262,8	1.868,4
Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	9.443,8	5.052,0	7.264,6
Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	2.349,7	1.262,5	1.418,5
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica – PRONON	0*	1.140,5	1.661,0
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	0*	1.147,5	1.436,3
Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	2.341,0	1.239,6	1.480,9
Total	**19.986,0**	**18.182,8**	**22.633,9**

* Não houve investimentos no Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica – PRONON e Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD em 2022 pois as leis de incentivo expiraram e não foram renovadas pelo Governo Federal.

A seguir, apresentamos as principais iniciativas desenvolvidas em 2022 com foco no apoio às comunidades.

Mulheres do Nosso Bairro

Desenvolvido desde 2020 – como mecanismo de enfrentamento aos efeitos da pandemia de Covid-19 – o Programa Mulheres do Nosso Bairro envolve iniciativas em quatro eixos fundamentais à promoção da equidade de gênero: geração de renda, educação, saúde e combate à violência doméstica.

Em 2022, foi lançado o terceiro edital de apoio a empreendimentos conduzidos por mulheres (cisgêneros e transgêneros), que inclui incentivo financeiro, capacitação para negócios e suporte à saúde física e mental. O montante de R$ 500 mil foi distribuído entre 36 projetos selecionados em três categorias: pequenos empreendimentos, negócios sociais e cozinhas comunitárias – essa última agregada ao Programa como resposta ao aumento das condições de insegurança alimentar registrado nos últimos anos.

As iniciativas selecionadas estão distribuídas em 25 municípios de atuação da ENGIE Brasil Energia, em 13 estados. Entre os critérios analisados para a escolha das vencedoras estavam a viabilidade econômica – considerando a continuidade do negócio após o aporte –, o potencial de contribuição para melhoria das condições do meio ambiente, o alinhamento aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) e os possíveis impactos positivos para o desenvolvimento das comunidades.

3º Edital Mulheres do Nosso Bairro em números:

- 315 projetos inscritos
- 36 contemplados
  - 25 empreendimentos
  - 6 cozinhas solidárias
  - 3 negócios de impacto social
- R$ 500 mil investidos

A fim de assegurar a sustentabilidade das iniciativas, no longo prazo, o Programa investe no acompanhamento dos empreendimentos apoiados e na capacitação das empreendedoras, contando com o apoio de parceiros com ampla experiência no tema. Em 2022, 29 líderes de pequenos empreendimentos femininos passaram por cursos de qualificação oferecidos pelo Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae), e 73 nanoempreendedoras receberam formação promovida pelo Instituto Consulado da Mulheres.

Como nos dois anos anteriores, os resultados obtidos pelo Programa se mostram positivos. Uma pesquisa realizada no mês de agosto de 2022, junto a empreendedoras já apoiadas, destacou o seguinte:

- O incremento médio de faturamento já é superior a 100%;
- 92% é o índice de felicidade das mulheres com seus negócios;
- 100% das empreendedoras sentem-se mais confiantes e preparadas para a condução dos seus negócios;
- 40% dos empreendimentos apoiados representam a principal fonte de renda familiar.

Para além da geração de renda, foram mantidas as parcerias com o Instituto Maria da Penha, para combate à violência contra mulheres e meninas, e com a plataforma de educação EduK.

Apoio à educação

O ano de 2022 também foi marcado pelo fortalecimento do Programa Energia à Educação, que premia experiências educativas, inovadoras e inclusivas que beneficiam estudantes do Ensino Fundamental e Médio. Por meio de um edital – o segundo no âmbito do Programa – a Companhia selecionou 30 projetos, entre 170 propostas recebidas.

Realizados em 22 municípios, de 11 estados, as iniciativas selecionadas têm como foco a melhoria do desempenho dos estudantes nas disciplinas instrumentais (português e matemática); o reforço ao uso de tecnologias, do pensamento criativo e da inovação; educação ambiental ou pensamento social crítico; e a mitigação da evasão escolar, reprovação ou distorção de idade/série.

Os vencedores serão acompanhados por 12 meses. Somados os dois editais do Programa, de 2021 e 2022, a expectativa é que o impacto alcance cerca de 14,5 mil crianças e adolescentes.

Centros de Cultura e Sustentabilidade

Projetados, implantados e apoiados desde 2011 com patrocínio da ENGIE Brasil Energia, os Centros de Cultura e Sustentabilidade promovem atividades culturais e educativas em diferentes regiões do país, ampliando o acesso da população a diversas manifestações artísticas, tais como música, teatro e cinema. Os Centros, em sua maioria implantados com recursos incentivados, são geridos, de forma autônoma e independente do governo e da Companhia, por integrantes das comunidades locais por meio de uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (Oscip).

Ao final de 2022, cinco centros se encontravam em operação (veja mapa) e três em construção – Trairi (CE) – com inauguração prevista para 2023 –, Saudade do Iguaçu (PR), e Itá (SC). O Centro de Cultura de Capivari de Baixo, com a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – ocorrida em 2021 – deixou de ser um Centro apoiado regularmente pela Companhia a partir de 2022.

Localização - Centros de Cultura e Sustentabilidade



Energia voluntária

Realizada desde 2018, a campanha "Energia Voluntária" incentiva os colaboradores da ENGIE Brasil Energia a doarem parte do Imposto de Renda devido a projetos ou entidades socioculturais, como creches, orfanatos, hospitais ou lares de idosos. A Companhia fornece apoio consultivo para efetivar as doações e estimula o engajamento dos doadores nas causas apoiadas.

Impacto 2022

- **62 doações para Fundos da Infância e Adolescência**
- **R$ 100,8 mil**
- **27 doações para Fundos do Idoso**
- **R$ 55,3 mil**

Parcerias do Bem

Lançado em 2021, o Programa Parcerias do Bem convida clientes e parceiros de diferentes portes e setores a se engajarem nas iniciativas de responsabilidade social estruturadas pela ENGIE Brasil Energia. O compartilhamento da experiência da Companhia em mais de duas décadas de atuação em causas sociais se alinha ao 17º dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), da Agenda 2030, que prevê fortalecer os meios de implementação e revitalizar a parceria global para o desenvolvimento sustentável.

Números do Programa

+ de 20 parcerias estabelecidas;

+ de R$ 1,7 milhão investido em programas de geração de renda;

+ de R$ 600 mil investidos em projetos de educação;

+ de R$ 600 mil investidos em projetos de cultura.

Em um ano de atuação, o Programa já firmou mais de 20 parcerias – algumas delas, em fase de implementação –, impactando a vida de milhares de pessoas em 16 estados brasileiros. Em 2022, foram realizados 25 projetos em parceria com clientes e outros *stakeholders*, gerando, entre outros resultados, um aumento de 30% nos recursos incentivados mobilizados em projetos em parceria, comparado a 2021.

Entre as ações de maior impacto desenvolvidas no âmbito do Programa, em 2022, está a parceria com EssilorLuxottica, empresa líder global em lentes oftalmológicas, para promover a saúde ocular da comunidade na região do Conjunto Eólico Campo Largo, na Bahia. Em Umburanas, todos os 3,2 mil alunos da rede pública de ensino receberam consultas e exames, enquanto em Sento Sé, os 450 moradores da Comunidade Campo Largo foram atendidos por oftalmologistas. Após a triagem, a ação promoveu a doação de óculos às 674 pessoas que precisavam de lentes corretivas.

Diálogo com *stakeholders*

As comunidades locais são grandes aliadas da ENGIE Brasil Energia nas iniciativas de conservação do meio ambiente. A fim de potencializar o senso de responsabilidade compartilhada, a Companhia se mantém aberta ao diálogo transparente e ético sobre desafios ambientais em todos os territórios dos quais faz parte. Em paralelo, desenvolve ações voltadas ao engajamento efetivo dos *stakeholders* locais.

Entre essas ações, destaca-se o Programa Conexão, que abrange visitas da comunidade aos ativos e ações de Educação Ambiental. Importante plataforma de engajamento comunitário e difusão da cultura de sustentabilidade, o programa de visitas oferece rotinas estruturadas de visitação pública às usinas do parque gerador da Companhia, em diferentes regiões do país, apresentando aos participantes como funcionam os empreendimentos e os projetos socioambientais desenvolvidos pela empresa na região.

Já o Programa de Educação Ambiental promove aprendizado sobre o meio ambiente por meio de apresentações em escolas e outros espaços comunitários, envolvendo estudantes, produtores rurais e educadores, entre outros públicos. Também são realizados concursos escolares para a promoção de temas relacionados ao desenvolvimento sustentável. São exemplos os Concursos de Redação promovidos pelas Usinas Hidrelétricas Machadinho (SC), São Salvador (TO) e Estreito (MA), bem como o TransformAção, projeto desenvolvido pelas Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago, no Paraná, que fomenta iniciativas de estudantes e professores alinhadas aos objetivos da Agenda 2030, proposta pela Organização das Nações Unidas – na edição de 2022, foram 80 escolas inscritas.

Ao longo do ano, 194.653 pessoas participaram do Conexão, número superior ao registrado em 2021, quando as restrições sanitárias impostas pela pandemia de Covid-19 suspenderam as atividades do Programa em diversas usinas.

Nos ativos em implantação, os Programas de Educação Ambiental, desenvolvidos no âmbito do licenciamento, também representam um importante canal de aproximação com a comunidade local. Em 2022, foram realizadas palestras, apresentações e campanhas de conscientização sobre temas ambientais junto às comunidades do entorno das obras do Conjunto Eólico Santo Agostinho, além de oficinas voltadas à produção sustentável de alimentos, a partir da valorização do bioma Caatinga.

Na Região Norte, o Programa de Educação Ambiental acompanhou todas as fases da implantação do Sistema de Transmissão Novo Estado. Ao final de 2022, 100% das metas relacionadas ao tema haviam sido atendidas, com destaque para:

- Produção e distribuição de 3 mil guias de bolso, 3,5 mil folders e 600 cartazes para divulgação de boas práticas ambientais;
- Realização de cursos sobre temáticas ambientais em oito comunidades locais, com a formação de multiplicadores.
- Envolvimento de 10.315 trabalhadores em ações de Educação Ambiental.

Balanço Social

1 - Base de cálculo	2022 (R$ mil)	2021 (R$ mil)
Receita Líquida (RL)	11.565.101	12.540.673
Resultado Operacional (RO)	3.319.768	1.819.434
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	222.149	279.974
Valor Adicionado Total (VAT)	8.088.447	6.858.327

Continua na próxima página

2 - Indicadores sociais internos	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	27.746	12,49	0,24	0,34	28.576	10,21	0,23	0,42
Encargos Sociais Compulsórios	95.044	42,78	0,82	1,18	87.774	31,35	0,70	1,28
Previdência Privada	56.010	25,21	0,48	0,69	57.952	20,70	0,46	0,84
Saúde	27.411	12,34	0,24	0,34	26.638	9,51	0,21	0,39
Segurança e Saúde no Trabalho	14.002	6,30	0,12	0,17	15.266	5,45	0,12	0,22
Educação	56	0,03	0,00	0,00	678	0,24	0,01	0,01
Cultura	-	0,00	0,00	0,00	12	0,00	0,00	0,00
Capac. e Desenv. Profissional	5.585	2,51	0,05	0,07	4.432	1,58	0,04	0,06
Creches ou Auxílio-Creches	684	0,31	0,01	0,01	685	0,24	0,01	0,01
Esporte	435	0,20	0,00	0,01	487	0,17	0,00	0,01
Participação Lucros/Resultados	61.680	27,77	0,53	0,76	75.626	27,01	0,60	1,10
Transporte	6.567	2,96	0,06	0,08	6.433	2,30	0,05	0,09
Outros	1.292	0,58	0,01	0,02	1.529	0,55	0,01	0,02
Total - Indicadores sociais internos	**296.512**	**133,47**	**2,56**	**3,67**	**306.088**	**109,33**	**2,44**	**4,46**
3 - Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	288	0,01	0,00	0,00	658	0,24	0,01	0,01
Cultura	10.003	0,30	0,09	0,12	5.924	2,12	0,05	0,09
Saúde e saneamento	90	0,00	0,00	0,00	2.334	0,83	0,02	0,03
Esporte	2.350	0,07	0,02	0,03	1.263	0,45	0,01	0,02
Outros	7.636	0,23	0,07	0,09	8.004	2,86	0,06	0,12
Total das contribuições para a sociedade	**20.367**	**0,61**	**0,18**	**0,25**	**18.183**	**6,49**	**0,14**	**0,27**
Tributos (excluídos encargos sociais)	2.036.775	61,35	17,61	25,18	1.731.951	618,61	13,81	25,25
Total - Indicadores sociais externos	**2.057.142**	**61,97**	**17,79**	**25,43**	**1.750.134**	**625,11**	**13,96**	**25,52**
4 - Indicadores ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
4.1 - Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa								
Passivos e contingências ambientais	16.347	0,49	0,14	0,20	14.894	5,32	0,12	0,22
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	8.629	0,26	0,07	0,11	27.618	9,86	0,22	0,40
Outros	3.644	0,11	0,03	0,05	2.442	0,87	0,02	0,04
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**28.620**	**0,86**	**0,25**	**0,35**	**44.954**	**7,47**	**0,36**	**0,66**
4.2 - Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	1.311	0,04	0,01	0,02	1.468	0,24	0,01	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	6.269	0,19	0,05	0,08	4.914	0,82	0,04	0,07
Outros	6.021	0,18	0,05	0,07	6.453	1,07	0,05	0,09
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**13.601**	**0,41**	**0,12**	**0,17**	**12.835**	**2,13**	**0,10**	**0,19**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**42.221**	**1,27**	**0,37**	**0,52**	**57.789**	**9,60**	**0,46**	**0,84**
Distribuição dos investimentos em meio ambiente	**Em mil R$**		**% sobre total**		**Em mil R$**		**% sobre total**	
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	6.488		25,08		22.902		39,63	
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	17.484		67,57		32.732		56,64	
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	1.902		7,35		2.155		3,73	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	60				60			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente	5				-			

Continua na próxima página

5 - Indicadores do corpo funcional	2022 (em unidades)	2021 (em unidades)
Número de empregados(as) no fim do exercício	1.215	1.201
Número de admissões durante o exercício	200	166
Número de desligamentos durante o exercício	156	195
Número de estagiários	73	60
Número de empregados por faixa etária		
Menos de 30 anos	199	198
Entre 30 e 50 anos	906	862
Mais de 50 anos	110	141
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	324 (26,6%)	293 (24,4%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	16,6%	12,8%
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	891 (73,3%)	908 (75,6%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	83,4%	87,2%
Número de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados.	Não existe declaração formal por parte dos empregados.
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados.	Não existe declaração formal por parte dos empregados.
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	54	35
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a mediana salarial dos demais empregados	15%	15%
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	12%	18%
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da Cidadania Empresarial	**2022**	**2021**
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 6 Prestadores de Serviços: 109	ENGIE: 2 Prestadores de Serviços: 227
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências ( ) Todos(as) os(as) empregados(as) (X) Todos(as) + CIPA	( ) Direção e gerências ( ) Todos(as) os(as) empregados(as) (X) Todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve (X) Segue as normas da OIT (X) Incentiva e segue as normas da OIT	( ) Não se envolve (X) Segue as normas da OIT (X) Incentiva e segue as normas da OIT
A previdência privada contempla:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)	( ) Direção ( ) Direção e gerências (X) Todos(as) os(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados ( ) São sugeridos (X) São exigidos	( ) Não são considerados ( ) São sugeridos (X) São exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve (X) Apoia ( ) Organiza e incentiva	( ) Não se envolve (X) Apoia ( ) Organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa (N.A.) No Procon (0) Na Justiça	(0) Na empresa (N.A.) No Procon (0) Na Justiça

Continua na próxima página

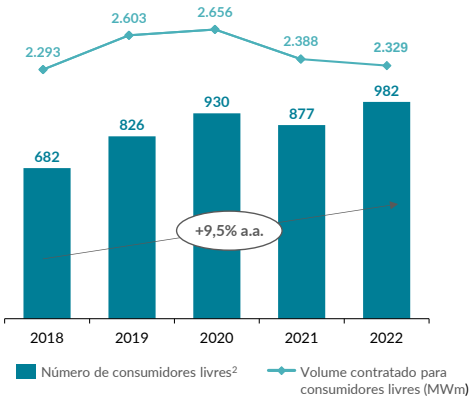
Valor Adicionado total a distribuir (em mil R$)	8.088.447		6.858.327	
Distribuição do Valor Adicionado	**Em mil R$**		**Em mil R$**	
Governo	2.599.778	32,1%	2.473.851	36,1%
Colaboradores(as)	345.955	4,3%	422.236	6,2%
Acionistas	2.655.615	32,8%	1.490.473	21,7%
Terceiros	2.478.146	30,6%	2.397.270	35,0%
Retido	8.953	0,1%	74.497	1,1%
7 - Outras informações	**2022**		**2021**	
Consumo de água (em ML)	4.364		7.215	
Consumo de energia elétrica da rede (em MWh)	29.853		77.717	
Quantidade anual de resíduos gerados (em t)	927.140		2.532.633	

CLIENTES

Com carteira comercial distribuída entre diferentes setores da economia, a ENGIE Brasil Energia preza pela construção de parcerias de longo prazo, ofertando soluções que proporcionem ganho efetivo de competitividade aos clientes. Assim, além de incentivar o uso de energia renovável, a Companhia acelera a descarbonização por meio de créditos de carbono, atestados de consumo de energia elétrica de fontes renováveis (I-RECs) ou contratos especiais para garantir eletricidade livre de emissões (ENGIE-REC), utilizados para reduzir ou compensar suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

- **982 clientes livres** atendidos
- **12,0%** de crescimento em relação a 2021
- **2.734 unidades consumidoras** atendidas
- **9,7%** de market share
- **91,0% de clientes satisfeitos** ou muito satisfeitos, segundo pesquisa realizada em 2022.
- **216 mil tCO2 - RCEs** vendidas em 2022 (Redução Certificada de Emissões – créditos de carbono)
- **2 mil GWh - CERs** comercializados em 2022 (Certificados de Energia Renovável – I-REC e ENGIE-REC)

Evolução do número de consumidores livres[1]



1 - Desconsiderando operações de *trading*.
2- A partir de 2022, o número de consumidores livres considera o total de empresas atendidas, tendo sido ajustada toda a séria histórica.

FORNECEDORES

O Código de Ética e as Políticas de Gestão Sustentável e de Direitos Humanos constituem a base do relacionamento da Companhia com os integrantes de sua cadeia de valor, incluindo os 1.818 fornecedores ativos em 2022 – desses, 339 foram cadastrados ao longo do ano.

A política de *due diligence* do Grupo ENGIE, adotada pela Companhia, prevê medidas efetivas para mitigar riscos de corrupção, bem como de impactos ao meio ambiente, à saúde pública e aos direitos humanos. Para tanto, a Companhia avalia fornecedores por meio de uma plataforma automatizada, que utiliza recursos de big data.

Requisitos mais aprofundados são aplicados aos 50 fornecedores aos quais a Companhia direciona maior volume de recursos, abrangendo riscos de conformidade, operacionais, financeiros, reputacionais e socioambientais envolvidos na contratação. Essa análise é conduzida por uma empresa externa, independente, que observa os seguintes critérios – relacionados à empresa e a seus sócios:

Objetivos não financeiros 2030: fornecedores

Entre os compromissos firmados pelo Grupo ENGIE para alcance até 2030, dois estão vinculados à cadeia de fornecedores:

- Atingimento de 100%, até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia), que envolvem avaliações socioambientais e compras inclusivas.
- Atingimento de 100%, até 2030, de fornecedores preferenciais certificados por compromissos Science Based Targets (SBTi).

- Inconformidade com padrões e regulamentos de governança;
- Registro no Cadastro Nacional de Condenações Cíveis por Ato de Improbidade Administrativa e Inelegibilidade;
- Associação ao trabalho escravo;
- Registro no Cadastro Nacional de Empresas Inidôneas e Suspensas e/ou no Cadastro Nacional de Empresas Punidas (CNEP);
- Existência de processos judiciais ligados a violações ambientais;
- Regularidade perante os órgãos ambientais (quando necessário);
- Repercussão negativa, em veículos de comunicação, relacionada a questões socioambientais ou de governança.

Todos os contratos de serviços de longo prazo, classificados como de alto risco para a Companhia, são submetidos a análises documentais específicas, às quais se somam requisitos obrigatórios para fornecimentos ou prestações de serviços considerados críticos. Os fornecedores tomam ciência dos documentos de apresentação obrigatória para a prestação ou fornecimento ainda no processo de negociação – caso não as aceitem, a contratação não é efetuada.

Se contratado, o fornecedor passa por análises periódicas de desempenho, que podem incluir aspectos relacionados a qualidade; segurança, medicina e higiene do trabalho; meio ambiente; responsabilidade social; melhorias/inovações aplicadas ou sugeridas durante os serviços e questões administrativas e legais. Caso não atinja os níveis acordados em algum desses aspectos, ajustes de conduta são previstos em planos de ação desenvolvidos pela Companhia em conjunto com as contratadas. Caso a execução do plano não se mostre efetiva, pode haver rescisão contratual.

Em 2022, 100% dos 1.818 fornecedores cadastrados foram avaliados em relação a critérios sociais e 71 em critérios ambientais – processo que resultou na inativação de 333 parceiros comerciais, devido à infração de alguma regra prevista nos procedimentos internos da Companhia. Cabe ao Fórum de Ética a análise dos casos e a emissão de pareceres quanto à manutenção ou rescisão dos contratos com fornecedores que cometam alguma irregularidade.

Etapas de avaliação dos fornecedores

- Análise ética prévia – a ser realizada anualmente em toda a base;
- *Due diligence* de Nível I – foco nos 50 maiores fornecedores da Companhia.
- *Due diligence* de Nível II – investigação realizada por terceira parte independente, quando detectadas infrações efetivas ou potenciais por parte de pessoa ou empresa analisada, que possa gerar risco para a Companhia.

INVESTIDORES

Ao final de 2022, a ENGIE Brasil Energia atingiu a marca de 273,3 mil acionistas, incremento de 4,0% se comparado ao ano anterior. Com todos, sejam pessoas físicas ou jurídicas, a Companhia busca construir uma relação de confiança e transparência, garantindo a isonomia na oferta de informações sobre a estratégia, a governança, os riscos e o desempenho dos negócios.

Tais informações são divulgadas de forma tempestiva por meio dos repositórios da B3 e da CVM, bem como pelo *website* dedicado a esse público – onde também estão disponíveis orientações relativas à participação remota de investidores nas Assembleias de Acionistas, conforme a Instrução 561 da CVM, incluindo um canal específico para envio de sugestões de temas a serem discutidos nas Assembleias.

Em complemento, conteúdos relevantes são enviados por e-mail e reuniões com analistas de mercado são realizadas com frequência, para apresentação de resultados, esclarecimento de dúvidas e demais assuntos pertinentes. Entre os principais materiais divulgados aos investidores, por meio de diferentes canais de comunicação, destacam-se:

Interações com investidores em 2022

308 instituições e analistas atendidos via conferências (presenciais e vídeo) e *non-deal roadshows*;

Média de **367 expectadores** em videoconferências de resultados trimestrais;

Cerca de **1500 participantes** no Por Dentro da ENGIE 2022 (sendo 37 presenciais).

- Fatos Relevantes;
- Avisos aos Acionistas;
- Comunicados ao Mercado;
- Relatórios trimestrais de desempenho e apresentações de resultado;
- Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis;
- Formulário de Referência; e
- Relatório de Sustentabilidade.

Uma das principais plataformas de interação com esse grupo de *stakeholders*, o evento "Por Dentro da ENGIE", foi realizado em 7 de dezembro, reunindo investidores e analistas na sede da Companhia, em Florianópolis (SC). Coordenado pela área de Relações com Investidores e conduzido pela Diretoria Executiva, o encontro permitiu aprofundar informações sobre o contexto de mercado, o desempenho e a estratégia de negócios, passando por questões regulatórias, performance financeira, gestão de riscos e aspectos socioambientais e de governança. Para ampliar o alcance, o Por Dentro da ENGIE foi transmitido ao vivo pelo canal da ENGIE Brasil no Youtube, pode ser acessado pelo link https://www.youtube.com/ENGIEBrasil.

DESEMPENHO FINANCEIRO E OPERACIONAL

CENÁRIO MACROECONÔMICO

A persistência da pandemia de Covid-19, a guerra entre Ucrânia e Rússia, a elevação do custo de vida e a piora das condições financeiras em diversos países impactaram a atividade econômica mundial em 2022. Houve aumento dos preços de alimentos e energia, devido à redução da oferta de matérias-primas fornecidas pela região em conflito; elevação das taxas de juros nas economias desenvolvidas, como Estados Unidos; e gargalos nas cadeias globais de abastecimento. O Fundo Monetário Internacional prevê-se que o crescimento mundial desacelerou de 6% em 2021 para 3,2% em 2022. A inflação mundial tem expectativa de aumentar de 4,7% em 2021 para 8,8% em 2022.

No Brasil, o fim das medidas de restrição causadas pela pandemia e estímulos econômicos tiveram um impacto positivo na economia. A estimativa de crescimento do PIB, de acordo com Boletim Focus, é em torno de 3,0% – a divulgação do dado oficial deve ocorrer em março de 2023.

Por outro lado, a inflação representou uma preocupação no período, tendo atingido 12,1% próximo à metade do ano, arrefecendo na segunda metade, e encerrando o ano em 5,8% - 0,8 p.p. acima da meta de inflação estabelecida pelo Banco Central. Apesar de mais controlada, a pressão inflacionária fez com que a taxa básica de juros (Selic) fosse elevada – 13,75%. O dólar (Ptax) encerrou 2022 em R$5,22 – 6,5% inferior ao registrado ao final de 2021.

No mercado de trabalho, o ano teve um saldo positivo de 2 milhões de novas vagas formais, segundo o Cadastro Geral de Empregados e Desempregados (CAGED). A taxa de desemprego foi uma das menores dos últimos anos – em novembro era 8,1% segundo o IBGE - o dado de dezembro e anual será divulgado apenas ao final de fevereiro.

Cenário no setor elétrico

Em 2022, a média de demanda por energia no mundo desacelerou. Entre os motivos que podem ter levado a esse resultado estão o enfraquecimento da economia global e crises vividas em países que asseguram a oferta de recursos energéticos. Foi necessário se apoiar nas usinas térmicas como medida de emergência, pelo encarecimento do gás natural em todo mundo, em função, especialmente, da guerra entre Rússia e Ucrânia. Por outro lado, o momento estimulou a aceleração do processo de transição energética. Muitos países otimizaram o funcionamento e os investimentos nas estruturas de geração de energia limpa.

No Brasil, o ano foi marcado pelo avanço na abertura do Mercado Livre de Energia. A partir de 2023 consumidores de média tensão, que têm um volume de consumo a partir de 500kW, já poderão fazer a migração e comprar energia da fonte mais adequada ao seu negócio. Em 2024 todos os consumidores ligados na Alta Tensão, independente do volume consumido, poderão também contar com essa opção. Outro destaque foram as discussões e investimentos realizados na geração de energia renovável, estimulados pelo aumento de preço dos combustíveis fósseis e pela crescente consciência da importância da transição energética para a sustentabilidade. Com o objetivo de adequar a demanda e o consumo com um futuro mais sustentável, por ter sua matriz majoritariamente limpa, o Brasil tem se destacado no mercado de carbono e o setor elétrico brasileiro tem sido reconhecido pela sua relevância na descarbonização.

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia líquido no país aumentou 1,2% em 2022, registrando 508.576 GWh. O crescimento se deu no mercado livre, que aumentou 2,5%, enquanto o cativo se manteve praticamente estável, com crescimento de 0,1%. O consumo no setor comercial foi o que mais cresceu, com alta de 5,4%, seguido pelo residencial (1,1%) e industrial (0,4%). "Outros setores" apresentou retração de 1,3%.

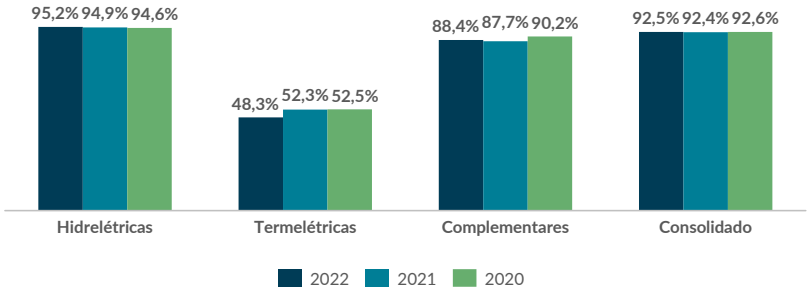
Já no estrato por regiões, o crescimento se deu em maior proporção na região Norte (4,2%), seguido pela Sul (2,3%), Centro-Oeste (1,8%), Nordeste (1,5%) e Sudeste (0,1%).

PERFORMANCE OPERACIONAL

Disponibilidade

Em 2022, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 92,5%, sendo 95,2% nas usinas hidrelétricas, 88,4% nas usinas de fontes complementares e 48,3% na Usina Termelétrica Pampa Sul.

Disponibilidade (considerando as paradas programadas)*



* Os dados de disponibilidade de Usina Termelétrica foram revisados, expurgando a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que não faz mais parte do parque gerador da Companhia, permitindo assim a comparação.

Comparando com o ano de 2021, houve leve elevação de 0,1 p.p. na disponibilidade global, reflexo do aumento de 0,3 p.p. na disponibilidade das usinas hidrelétricas e 0,8 p.p. nas complementares. Na Usina Termelétrica Pampa Sul houve redução de 4,0 p.p., em comparação ao ano de 2021.

O aumento da disponibilidade das usinas hidrelétricas (0,3 p.p.) e complementares (0,8 p.p.) deve-se principalmente ao elevado índice da Usina Hidrelétrica Jaguara e da Usina de Cogeração Lages, respectivamente, que passaram por manutenções em 2021.

Já na Usina Termelétrica Pampa Sul, a redução foi influenciada por indisponibilidade devido às manutenções realizadas em aproveitamento a baixa demanda por despacho de geração térmica, em virtude da alta disponibilidade de recursos hídricos no Sistema. Esta usina deixará de fazer parte do portfólio da Companhia, que segue com sua estratégia de descarbonização.

Já em transmissão de energia, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado apresentaram alto desempenho operacional em 2022, com um índice de disponibilidade total de 99,97%. Os ativos de transmissão entraram em operação comercial de maneira gradativa ao longo de 2021 e 2022, e terão sua integração concluída no início de 2023, quando o restante das Linhas de Transmissão e Subestações entrarão em operação.

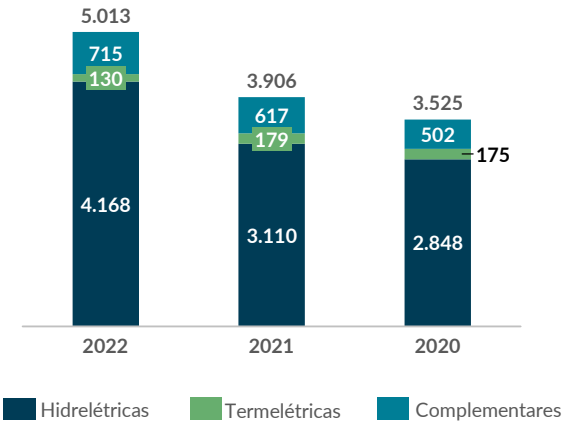
Produção de energia

Em 2022, a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 43.912 GWh (5.013 MW médios), resultando em uma produção 28,3% superior ao ano de 2021, quando o total gerado foi de 34.217 GWh (3.906 MW médios), desconsiderando-se a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em razão da sua venda, em outubro de 2021.

Nas usinas hidrelétricas, a produção no ano de 2022 foi de 36.512 GWh (4.168 MW médios), valor 34,0% superior ao ano anterior, devido a maior geração verificada nas usinas das bacias hidrográficas do subsistema Sul, comparando com o mesmo período de 2021, as quais vinham se recuperando de uma crítica escassez hídrica.

Nas usinas complementares, a produção de energia verificada no ano de 2022 foi de 6.266 GWh (715 MW médios), valor 15,9% superior ao ano anterior. Essa maior produção deve-se principalmente à entrada em operação comercial plena do Conjunto Eólico Campo Largo II, que contabilizou 1.562 GWh (178 MW médios), montante 57% superior ao de 2021. A energia solar também contribuiu para a elevação da produção nas usinas de fontes complementares, principalmente com a participação das Usinas Fotovoltaicas Paracatu e Floresta, integradas ao portfólio no fim do primeiro trimestre de 2022.

Geração (MW médios)

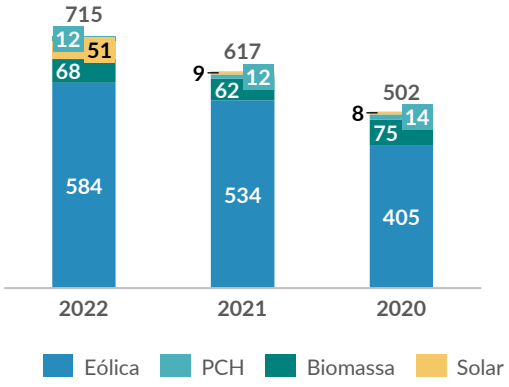


* Os dados de geração de Usina Termelétrica foram revisados, expurgando a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que não faz mais parte do parque gerador da Companhia, permitindo assim a comparação.

Já na Usina Termelétrica Pampa Sul, a geração foi de 1.134 GWh (130 MW médios), valor 27,5% inferior à de 2021, influenciada pela baixa demanda por despacho térmico. Vale ressaltar que o ano de 2021 foi marcado pela crise hídrica, com despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito para garantia energética. Essa situação não foi verificada no ano de 2022 em virtude da melhora significativa da disponibilidade de recursos hídricos.

Cumpre destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Já em relação à geração termelétrica da Companhia, sua redução pode elevar (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Geração por fonte complementar (MW médios)



Modernização e manutenção preditiva de Hidrelétricas

Essenciais para assegurar a eficiência operacional, a modernização de hidrelétricas constitui um eixo de investimento da Companhia. Por isso, em 2022, foi dado prosseguimento aos projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório (PR), Jaguara (SP) e Miranda (MG). Na primeira, o projeto teve início em 2017 e, considerado de grande porte, inclui a substituição dos equipamentos e sistemas com tecnologias atualizadas – o que, além do ganho de eficiência, resultará em incremento da garantia física (estimado em 13,9 MW médios). No ano de 2022, a Usina avançou na modernização da segunda unidade geradora, chegando ao final de dezembro com a montagem dos novos equipamentos praticamente concluída, com a operação comercial prevista para iniciar no primeiro trimestre de 2023. A expectativa é que o projeto seja integralmente concluído em 2024.

A modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara, por sua vez, avançou com a fabricação do novo gerador da Unidade 1, que tem instalação e início de operação previstos para o primeiro semestre de 2023. Na Usina Hidrelétrica Miranda, a modernização tem como foco os sistemas de controle e instrumentação (incluindo reguladores de velocidade e tensão do gerador, além do sistema supervisório). Em 2022, foram realizadas as fabricações, aquisições e testes em fábrica dos novos equipamentos, sendo que a instalação ocorrerá ao longo de 2023.

Outro foco na gestão dos ativos está o aumento da confiabilidade e da eficiência operacional das Usinas. Com o objetivo de evitar falhas que gerem interrupções no funcionamento, garantir a segurança das operações e reduzir riscos e custos, a empresa faz uso de métodos de manutenção preditiva para gestão da saúde dos ativos.

Além das técnicas consagradas na indústria, como análise de vibrações e termografia, desde 2021 a Companhia está implantando um sistema baseado em *machine learning* para aumentar a detectabilidade de anomalias que possam vir a ocorrer nos ativos de geração.

O sistema de inteligência artificial avalia um fluxo constante de dados obtidos de milhares de sensores instalados nas usinas e detectam, em tempo real, sintomas que indicam a possibilidade de falhas futuras, possibilitando atuar antecipadamente para evitar incidentes indesejados com impactos de interrupção da geração.

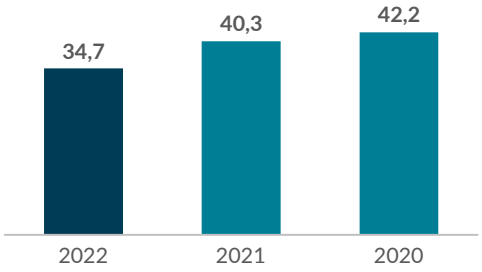
Em 2022, com o auxílio dessa nova tecnologia, foram evitadas falhas nos ativos de geração, reduzindo os custos de manutenção e indisponibilidade dos ativos. A implantação terá continuidade em 2023, aumentado a cobertura do sistema para todas as usinas hidrelétricas, abrangendo os sistemas mais críticos de todas as unidades geradoras.

Transporte de gás

Em 2022 a TAG transportou um volume médio de gás de 34,7 milhões de m^3/dia (40,3 milhões de m^3/dia em 2021). O volume dos contratos extraordinários foi de 12,8 milhões de m^3/dia, representando aproximadamente 12% do volume total contratado pela TAG, e 18% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2022 foram assinados 52 contratos de transporte com 15 carregadores além da Petrobras (de 11 grupos econômicos distintos).

Desde o final do segundo trimestre de 2022, as operações de manutenção da malha da TAG estão sob gestão integral da ENGIE Soluções em Manutenção (Esom), uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil. Em paralelo, a TAG assumiu desde o primeiro trimestre de 2022, o total controle remoto de suas operações de transporte por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada no escritório da empresa, na cidade do Rio de Janeiro. Com isso, o contrato com a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) foi encerrado conforme planejado, em 25 de junho de 2022.

Volume médio de gás movimentado (MM m^3/dia)



RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado por segmento - 2022 X 2021 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2022						
Receita operacional líquida	9.512	1.703	685	7	-	11.907
Custos operacionais	(4.505)	(1.140)	(669)	(3)	-	(6.317)
Lucro bruto	**5.007**	**563**	**16**	**4**	**-**	**5.590**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(346)	(13)	(5)	(2)	-	(366)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(21)	22	-	-	-	1
Impairment, líquido	(185)	-	-	118	-	(67)
Alienação de subsidiária	10	-	-	(94)	-	(84)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	727	727
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.465**	**572**	**11**	**26**	**727**	**5.801**
2021						
Receita operacional líquida	8.561	2.836	1.113	31	-	12.541
Custos operacionais	(2.919)	(2.564)	(1.095)	(51)	-	(6.629)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.642**	**272**	**18**	**(20)**	**-**	**5.912**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(314)	(8)	(4)	(4)	-	(330)
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	-	-	-	-	(9)
Impairment, líquido	(998)	-	-	(78)	-	(1.076)
Alienação de subsidiária	(200)	-	-	-	-	(200)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	602	602
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.121**	**264**	**14**	**(102)**	**602**	**4.899**
Variação						
Receita operacional líquida	951	(1.133)	(428)	(24)	-	(634)
Custos operacionais	(1.586)	1.424	426	48	-	312
Lucro (prejuízo) bruto	**(635)**	**291**	**(2)**	**24**	**-**	**(322)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(32)	(5)	(1)	2	-	(36)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(12)	22	-	-	-	10
Impairment, líquido	813	-	-	196	-	1.009
Alienação de subsidiária	210	-	-	(94)	-	116
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	125	125
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**344**	**308**	**(3)**	**128**	**125**	**902**

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

Receita operacional líquida

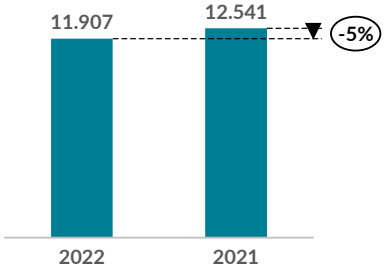
Receita por segmento - 2022 X 2021 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2022					
Distribuidoras de energia elétrica	4.181	-	-	-	4.181
Consumidores livres	3.412	-	-	-	3.412
Remuneração dos ativos de concessão	485	755	-	-	1.240
Receita de construção	-	915	-	-	915
Comercializadoras de energia elétrica	859	-	-	-	859
Operações de *trading* de energia	-	-	683	-	683
Receita de serviços prestados	138	33	-	-	171
Transações no mercado de curto prazo	351	-	1	-	352
Indenizações	43	-	-	-	43
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	-	1
Outras receitas	43	-	-	7	50
Receita operacional líquida	**9.512**	**1.703**	**685**	**7**	**11.907**
2021					
Distribuidoras de energia elétrica	3.481	-	-	-	3.481
Consumidores livres	3.143	-	-	-	3.143
Remuneração dos ativos de concessão	556	681	-	-	1.237
Receita de construção	-	2.155	-	-	2.155
Comercializadoras de energia elétrica	641	-	-	-	641
Operações de *trading* de energia	-	-	1.056	-	1.056
Receita de serviços prestados	129	-	-	-	129
Transações no mercado de curto prazo	565	-	29	-	594
Indenizações	6	-	-	-	6
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	28	-	28
Outras receitas	40	-	-	31	71
Receita operacional líquida	**8.561**	**2.836**	**1.113**	**31**	**12.541**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	700	-	-	-	700
Consumidores livres	269	-	-	-	269
Remuneração dos ativos de concessão	(71)	74	-	-	3
Receita de construção	-	(1.240)	-	-	(1.240)
Comercializadoras de energia elétrica	218	-	-	-	218
Operações de *trading* de energia	-	-	(373)	-	(373)
Receita de serviços prestados	9	33	-	-	42
Transações no mercado de curto prazo	(214)	-	(28)	-	(242)
Indenizações	37	-	-	-	37
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(27)	-	(27)
Outras receitas	3	-	-	(24)	(21)
Receita operacional líquida	**951**	**(1.133)**	**(428)**	**(24)**	**(634)**

A receita operacional líquida passou de R$ 12.541 milhões em 2021 para R$ 11.907 milhões em 2022, ou seja, redução de R$ 634 milhões (5,1%). Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: aumento de R$ 951 milhões (11,1%), motivado, substancialmente, pelos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 1.187 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; e (ii) R$ 37 milhões na receita de indenizações. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por decréscimos de: (iii) R$ 214 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mais detalhes podem ser obtidos em "Detalhamento das Operações de Curto Prazo"; e (iv) R$ 71 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela menor inflação entre os períodos analisados.

Receita operacional líquida (em R$ milhões)



Transmissão: queda de R$ 1.133 milhões (40,0%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir no item "Resultado operacional do segmento de transmissão de energia".

Trading: redução de R$ 428 milhões (38,5%) oriundo, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir no item "Resultado operacional do segmento de *trading* de energia".

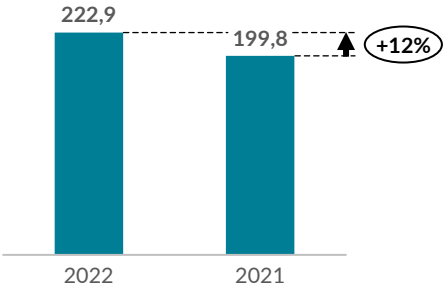
Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- *Preço Médio Líquido de Venda*

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, atingiu R$ 222,85/MWh em 2022, 11,5% superior ao praticado em 2021, que foi de R$ 199,79/MWh.

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



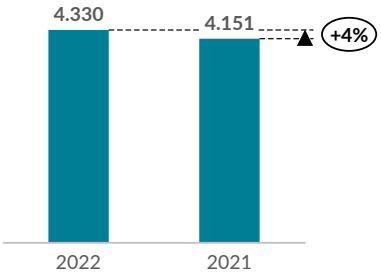
*Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, pela redução dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia. Estes efeitos foram parcialmente atenuados pela redução nos preços do mercado de curto prazo em operações realizadas, principalmente, com comercializadoras, dada a expressiva queda do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), em comparação aos períodos anteriores, em decorrência da melhor hidrologia verificada durante o ano de 2022.

- *Volume de venda*

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading* em 2022 foi de 37.932 GWh (4.330 MW médios), contra 36.365 GWh (4.151 MW médios) registrados em 2021, incremento de 1.567 GWh (179 MW médios) ou 4,3%.

Volume de vendas (MW médios)



O aumento foi motivado, substancialmente, pela maior disponibilidade de energia devido ao cenário hídrico mais favorável durante o ano de 2022, quando comparado com o ano de 2021, e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu. Adicionalmente, a alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante" ou "Sociedade"), ocorrida em 18 de outubro de 2021, não acarretou variação relevante na quantidade de energia vendida, em razão de contrato de compra de energia firmado entre a Companhia e a Sociedade.

- *Receita de Venda de Energia Elétrica*

    - *Distribuidoras*

Em 2022, a receita de venda a distribuidoras atingiu R$ 4.181 milhões, aumento de R$ 700 milhões (20,1%) em relação ao exercício de 2021, quando foi de R$ 3.481 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 619 milhões — incremento de 17,8% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 81 milhões — aumento de 307 GWh (36 MW médios) na quantidade vendida.

O aumento do preço médio líquido de vendas no segmento foi motivado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pela redução dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado; (ii) pela atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação; e (iii) pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu que possuem preços de venda de energia acima do preço médio de venda do restante do portfólio da Companhia.

O acréscimo no volume de vendas entre os períodos comparados é consequência, principalmente, pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

    - *Consumidores livres*

Em 2022, a receita de venda a consumidores livres alcançou R$ 3.412 milhões, montante R$ 269 milhões (8,6%) superior aos R$ 3.143 milhões verificados em 2021. Esse acréscimo decorre da elevação de 9,3% no preço médio líquido de vendas (+ R$ 292 milhões), atenuado pela redução de 128 GWh (15 MW médios) no volume de energia vendida (- R$ 23 milhões).

O acréscimo no preço médio líquido de vendas nesse segmento foi motivado, principalmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes e pela maior participação de contratos de energia incentivada no portfólio. Já a variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelo encerramento de contratos de fornecimento e pela redução da disponibilização de energia elétrica para venda.

    - *Comercializadoras*

Em 2022, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 859 milhões, R$ 218 milhões (34,0%) superior à auferida em 2021, que foi de R$ 641 milhões. Essa elevação é resultado do aumento de 1.388 GWh (158 MW médios) no volume de energia vendida (+ R$ 232 milhões), parcialmente afetado pela redução de 2,2% no preço médio líquido de vendas (- R$ 14 milhões).

O acréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, de novos contratos firmados para a gestão do portfólio da Companhia. A redução do preço ocorreu, basicamente, pela queda nos preços do mercado de curto prazo, atrelados ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que foram substancialmente inferiores aos registrados nos períodos comparativos, decorrente da melhor hidrologia verificada durante o ano de 2022, ligeiramente suavizado pela atualização monetária dos contratos vigentes.

    - *Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo*

Em 2022, houve decréscimo de R$ 214 milhões (37,9%) na receita auferida no mercado de curto prazo, passando de R$ 565 milhões em 2021 para R$ 351 milhões em 2022. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

    - *Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões*

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 556 milhões em 2021 para R$ 485 milhões em 2022, redução de R$ 71 milhões (12,8%). A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

- *Receita de Serviços Prestados - Gestão dos Ativos de Geração (GAG)*

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 (O&M), além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão.

Em bases anuais, houve acréscimo de R$ 9 milhões (7%) na GAG, passando de R$ 129 milhões em 2021 para R$ 138 milhões em 2022, decorrente, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

- *Indenizações*

Na comparação entre os anos, a receita com indenizações de fornecedores passou de R$ 6 milhões em 2021 para R$ 43 milhões em 2022, ou seja, aumento de R$ 37 milhões. Os valores envolvidos são referentes, principalmente, de multas contratuais por indisponibilidade nas usinas dos Conjuntos Eólicos Campo Largo I e Trairi.

Custos operacionais

Custo por segmento - 2022 X 2021 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2022					
Compras de energia	1.700	-	666	-	2.366
Custos de construção	-	1.120	-	-	1.120
Depreciação e amortização	953	-	-	-	953
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	625	-	-	-	625
Materiais e serviços de terceiros	417	17	-	-	434
Pessoal	236	-	-	-	236
Royalties	154	-	-	-	154
Combustíveis para geração	115	-	-	-	115
Seguros	90	1	-	-	91
Transações no mercado de curto prazo	167	-	-	-	167
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	3	-	3
Outros custos operacionais, líquidos	48	2	-	3	53
Custos operacionais	**4.505**	**1.140**	**669**	**3**	**6.317**
2021					
Compras de energia	1.005	-	1.087	-	2.092
Custos de construção	-	2.564	-	-	2.564
Depreciação e amortização	1.012	-	-	-	1012
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	606	-	-	-	606
Materiais e serviços de terceiros	396	-	-	12	408
Pessoal	302	-	-	4	306
Royalties	95	-	-	-	95
Combustíveis para geração	335	-	-	-	335
Seguros	74	-	-	-	74
Transações no mercado de curto prazo	628	-	1	-	629
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**	**2.564**	**1.095**	**51**	**6.629**
Variação					
Compras de energia	695	-	(421)	-	274
Custos de construção	-	(1.444)	-	-	(1.444)
Depreciação e amortização	(59)	-	-	-	(59)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	19	-	-	-	19
Materiais e serviços de terceiros	21	17	-	(12)	26
Pessoal	(66)	-	-	(4)	(70)
Royalties	59	-	-	-	59
Combustíveis para geração	(220)	-	-	-	(220)
Seguros	16	1	-	-	17
Transações no mercado de curto prazo	(461)	-	(1)	-	(462)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(4)	-	(4)
Repactuação do risco hidrológico	1.591	-	-	-	1.591
Outros custos operacionais, líquidos	(9)	2	-	(32)	(39)
Custos operacionais	**1.586**	**(1.424)**	**(426)**	**(48)**	**(312)**

Em 2022, os custos operacionais atingiram R$ 6.317 milhões, inferiores em R$ 312 milhões (4,7%) aos custos de 2021, de R$ 6.629 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 1.586 milhões (54,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; (ii) decréscimo de R$ 1.424 milhões (55,5%) nos custos do segmento de transmissão; (iii) redução de R$ 426 milhões (38,9%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iv) diminuição de R$ 48 milhões (94,1%) nos custos de venda e instalação de painéis solares.

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, foi registrada em 2021 o montante de R$ 1.591 milhões.

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

Comentários sobre as variações dos custos operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** Na comparação anual, houve aumento de R$ 695 milhões (69,2%) nessas operações, substancialmente motivada pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 703 milhões — acréscimo de 3.706 GWh (423 MW médios) na quantidade de energia comprada; e (ii) R$ 8 milhões — redução de 0,9% no preço médio líquido de compras de energia. O acréscimo do volume de compras é reflexo, principalmente, da alienação da subsidiária Diamante, com a qual foi firmado contrato de compra de energia.

- **Depreciação e amortização:** reduções de R$ 59 milhões (5,6%) entre os anos em análise, oriunda, substancialmente, da alienação da subsidiária Diamante e pela cessação da depreciação da UTE Pampa Sul em decorrência da classificação para Ativo Não Circulante Mantido para Venda. Adicionalmente, foi inversamente impactada pela entrada em operação do Conjunto Eólico Campo Largo II ao longo de 2021 e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

- **Pessoal:** redução de 66 milhões (21,9%), motivado principalmente, pela alienação da subsidiária Diamante, parcialmente atenuada, por pagamento de bônus extraordinário a todos os funcionários e pelo reajuste anual da remuneração.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*):** elevação de R$ 59 milhões (62,1%) em decorrência, basicamente, de maior geração das usinas hidrelétricas durante o ano de 2022 e de reajuste anual.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R$ 461 milhões (73,4%) no comparativo anual. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 220 milhões (65,7%) na comparação anual, decorrente da alienação da subsidiária Diamante, em outubro de 2021, impactando em redução de R$ 203 milhões. Adicionalmente, a redução dos combustíveis também foi impactada por: (i) redução de R$ 24 milhões no consumo da UTE Pampa Sul, decorrente das paradas para manutenções na Usina ao longo do ano; e (ii) aumento de R$ 7 milhões no consumo da Usina de Cogeração Lages.

- **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R$ 21 milhões (5,3%) entre os anos. Os principais motivadores decorrem de: (i) acréscimos nos custos de manutenção e melhorias relacionados a GAG das UHEs de Jaguara e Miranda; (ii) aumentos nos custos de O&M oriundos da entrada em operação do Conjunto Eólico Campo Largo II ao longo de 2021; e (iii) acréscimo de transportes de materiais e equipamentos na UTE Pampa Sul.

- **Seguros:** aumento de R$ 16 milhões (21,6%) na comparação anual decorrente, substancialmente, do acréscimo de gastos com franquias.

- **Repactuação do risco hidrológico:** a Companhia reconheceu o montante de R$ 1.591 milhões no ano de 2021 como complemento ao valor já reconhecido em períodos anteriores referente à repactuação do risco hidrológico.

Os demais custos deste segmento não apresentaram variações relevantes.

Resultado operacional do segmento de transmissão de energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado e Gavião Real, 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. Até o final de 2022, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado tiveram autorizações adicionais do Operador Nacional do Sistema (ONS) de entradas em operação comercial parciais, o que representa, 94% e 49% dos ativos em operação comercial, respectivamente.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 563 milhões em 2022, R$ 291 milhões (107,0%) superior ao resultado de 2021 de R$ 272 milhões.

A variação decorre, principalmente, do reconhecimento de perdas em 2021 em maior montante quando comparado com 2022, em função, principalmente, do aumento naquele ano dos investimentos previstos para a implantação dos sistemas de transmissão, parcialmente atenuada pelo aumento da receita de remuneração de infraestrutura de transmissão, haja vista a elevação do saldo destes ativos entre os períodos comparados.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida em 2022 foi de R$ 355 milhões, sendo R$ 33 milhões de receita de serviços prestados e R$ 322 milhões de amortização do ativo de contrato. Adicionalmente, os demais custos operacionais, as despesas com vendas, gerais e administrativas e as outras receitas operacionais líquidas no ano foram de, respectivamente, R$ 20 milhões, R$ 13 milhões e R$ 22 milhões.

(Valores em R$ milhões)	2022	2021
RAP, líquida de PIS e Cofins	355	4
Custos operacionais	(20)	-
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(13)	(8)
Receitas operacionais, líquidas	22	-
Ebitda regulatório transmissão	**344**	**(4)**

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* 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 realizar o fechamento das operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

Na comparação entre os anos, o resultado bruto apresentou decréscimo de R$ 2 milhões (11,1%), passando de R$ 18 milhões em 2021 para R$ 16 milhões em 2022, decorrente, substancialmente, do efeito negativo da marcação a mercado de R$ 23 milhões. Esse efeito foi parcialmente reduzido pelo impacto positivo de R$ 21 milhões das transações de compra e venda de energia realizadas e do saldo de energia liquidado na CCEE.

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

No acumulado de 2022, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R$ 185 milhões, acréscimo de R$ 220 milhões em relação ao resultado negativo de R$ 35 milhões do ano de 2021, sendo R$ 247 milhões de aumento no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 27 milhões de redução no resultado das transações de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) impacto positivo do maior Fator de Ajuste do MRE (GSF) registrado em 2022, em razão do maior volume de energia produzido no MRE, atenuado pela relevante redução do PLD durante o ano de 2022 em comparação ao ano de 2021, o que resultou em variação positiva entre os períodos em análise; (ii) redução do impacto financeiro de operações de curto prazo em 2022, quando comparado com 2021, pelas mesmas razões supramencionadas no item (i); (iii) decréscimo do resultado com geração térmica, devido à alienação da subsidiária Diamante; e (iv) efeito positivo do MRE, em virtude da maior geração hidrelétrica.

Em dezembro de 2021, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2022 em R$ 646,58/MWh e R$ 55,70/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	2022	2021	Variação (%)
Sul	58,99	280,37	(79,0%)
Sudeste/Centro-Oeste	58,99	279,61	(78,9%)
Nordeste	58,51	269,58	(78,3%)

Provisão para redução ao valor recuperável (*Impairment*)

Na comparação entre 2021 e 2022, o *impairment*, líquido de reversão reduziu R$ 1.009 milhões (93,8%), passando de R$ 1.076 milhões em 2021 para R$ 67 milhões em 2022. A variação é explicada dos seguintes efeitos em 2021, não recorrentes: (i) reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda das subsidiárias UTE Pampa Sul e ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD), cuja avaliação preliminar dos valores de venda foi inferior aos seus valores contábeis; parcialmente atenuado pela (ii) reversão de *impairment* da subsidiária Diamante, o qual foi realizado em virtude da venda, ocorrida em 18 de outubro de 2021 e (iii) reconhecimento de *impairment* da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda. No ano de 2022 a Companhia complementou o *impairment* da UTE Pampa Sul no montante de R$ 125 milhões e reverteu R$ 118 milhões referente à EGSD, em virtude da venda, ocorrida em 21 de fevereiro de 2022.

Alienação de subsidiária

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 18 de outubro de 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.

Em 21 de fevereiro e 1º de setembro de 2022, foram concluídas as operações de venda das participações societárias que a Companhia possuía nas subsidiárias EGSD e Norte Catarinense. Nestas datas, as sociedades deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas. O resultado com a alienação da EGSD, líquido dos custos de venda (R$ 94 milhões), e reversão do *impairment* (R$ 118 milhões), foi positivo em R$ 24 milhões. O resultado com a alienação da Norte Catarinense, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 10 milhões.

Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas

No ano de 2022, o segmento de transmissão reconheceu o montante de R$ 20 milhões oriundo do ajuste positivo de preço da aquisição de Novo Estado Transmissora de Energia, ajuste que ocorreu após o período de 12 meses de mensuração da combinação de negócios, motivo pelo qual foi registrado no resultado da Companhia. O segmento de Geração reconheceu R$ 22 milhões negativos os quais referem-se, substancialmente, à baixa de ativos da UTE Pampa Sul, decorrente de manutenções realizadas no ano de 2022.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possui 32,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2022 e 2021 é composto pelos seguintes itens:

	2022		2021	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	8.426	2.738	7.071	2.298
Custos dos serviços prestados	(2.722)	(885)	(2.471)	(803)
Lucro bruto	**5.704**	**1.853**	**4.600**	**1.495**
Despesas gerais e administrativas	(192)	(62)	(169)	(55)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**5.512**	**1.791**	**4.431**	**1.440**
Resultado financeiro	(2.102)	(683)	(1.620)	(526)
Lucro antes dos impostos	**3.410**	**1.108**	**2.811**	**914**
Imposto de renda e contribuição social	(1.172)	(381)	(959)	(312)
Lucro líquido da TAG	**2.238**	**727**	**1.852**	**602**

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

	2022		2021	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**5.512**	**1.791**	**4.431**	**1.440**
Depreciação e amortização	672	218	669	217
Amortização da mais valia	914	297	916	298
Ebitda	**7.098**	**2.306**	**6.016**	**1.955**
Margem Ebitda	**84,2%**		**85,1%**	

Entre os anos comparados, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 125 milhões (20,8%), passando de R$ 602 milhões para R$ 727 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 351 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e ao encerramento do contrato de O&M com a Transpetro, em junho de 2022, sendo assumido pela Esom, uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil. Este aumento foi parcialmente atenuado pela variação cambial sobre um dos contratos de transporte; (ii) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 156 milhões, oriundo, substancialmente, pelo acréscimo do CDI entre os anos em análise; e (iii) elevação de R$ 69 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos.

Balanço Patrimonial - TAG

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de dezembro de 2022 e 2021 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO		
Ativo circulante	**2.828**	**2.079**
Caixa e equivalentes de caixa	688	439
Contas a receber de clientes	1.513	1.439
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	284	-
Outros ativos circulantes	343	201
Ativo não circulante	**30.585**	**31.154**
Depósitos vinculados	217	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	284	-
Outros ativos não circulantes	624	660
Imobilizado	26.706	27.742
Intangível	2.754	2.752
Total	**33.413**	**33.233**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.341**	**3.707**
Instrumentos de dívida	3.974	3.377
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	11
Outros passivos circulantes	367	319
Passivo não circulante	**20.356**	**22.778**
Instrumentos de dívida	15.584	19.632
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	412
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.908	2.075
Outros passivos não circulantes	864	659
Patrimônio líquido	**8.716**	**6.748**
Total	**33.413**	**33.233**

Ebitda e margem Ebitda

Ebitda por segmento (em R$ milhões)

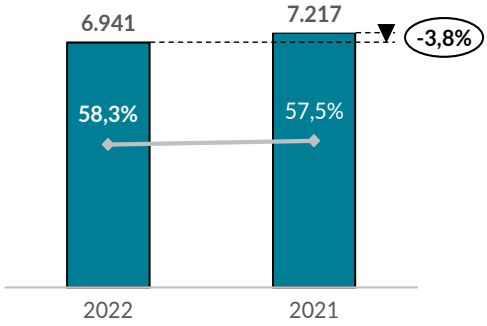
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2022						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.465	572	11	26	727	5.801
Depreciação e amortização	989	-	-	-	-	989
Ebitda	**5.454**	**572**	**11**	**26**	**727**	**6.790**
Impairment, líquido	185	-	-	(118)	-	67
Alienação de subsidiária	(10)	-	-	94	-	84
Ebitda ajustado	**5.629**	**572**	**11**	**2**	**727**	**6.941**
Margem Ebitda ajustada	**59,2%**	**33,6%**	**1,6%**	**28,6%**	**-**	**58,3%**
2021						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.121	264	14	(102)	602	4.899
Depreciação e amortização	1.042	-	-	-	-	1.042
Ebitda	**5.163**	**264**	**14**	**(102)**	**602**	**5.941**
Impairment, líquido	998	-	-	78	-	1.076
Alienação de subsidiária	200	-	-	-	-	200
Ebitda ajustado	**6.361**	**264**	**14**	**(24)**	**602**	**7.217**
Margem Ebitda ajustada	**74,3%**	**9,3%**	**1,3%**	**(77,4%)**	**-**	**57,5%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	344	308	(3)	128	125	902
Depreciação e amortização	(53)	-	-	-	-	(53)
Ebitda	**291**	**308**	**(3)**	**128**	**125**	**849**
Impairment, líquido	(813)	-	-	(196)	-	(1.009)
Alienação de subsidiária	(210)	-	-	94	-	(116)
Ebitda ajustado	**(732)**	**308**	**(3)**	**26**	**125**	**(276)**
Margem Ebitda ajustada	**(15,1 p.p.)**	**24,3 p.p.**	**0,3 p.p.**	**106 p.p.**	**-**	**0,8 p.p.**

Entre 2022 e o 2021, o Ebitda ajustado reduziu R$ 276 milhões (3,8%), passando de R$ 7.217 milhões em 2021 para R$ 6.941 milhões em 2022. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos negativos**: (i) R$ 732 milhões (11,5%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (ii) R$ 3 milhões (21,4%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Os referidos impactos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos positivos**: (iii) R$ 308 milhões (116,7%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iv) R$ 125 milhões (20,8%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (v) R$ 26 milhões (108,3%) no segmento de painéis solares, o qual foi alienado no primeiro trimestre de 2022.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos efeitos negativos, foram: (i) R$ 1.591 milhões referente à repactuação do risco hidrológico registrado no ano de 2021; (ii) R$ 695 milhões nas compras de energia; (iii) R$ 71 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; (iv) R$ 59 milhões relativos a *royalties*; (v) R$ 21 milhões de materiais e serviços de terceiros; e (vi) R$ 16 milhões de seguros. Esses efeitos foram atenuados pelo acréscimo dos seguintes fatores: (vii) R$ 1.187 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (viii) R$ 247 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (ix) R$ 220 milhões com consumo de combustível próprio; (x) R$ 66 milhões relativos aos custos com pessoal; e (xi) R$ 1 milhão relativo às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

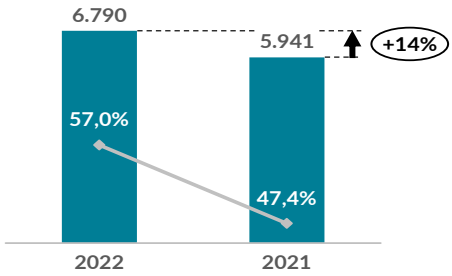
Adicionalmente, o segmento de transmissão impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 204 milhões de acréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; (ii) R$ 74 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (iii) R$ 20 milhões oriundo do ajuste positivo de preço da aquisição de Novo Estado Transmissora de Energia e (iv) R$ 13 milhões de reconhecimento de Receita Anual Permitida (RAP) de O&M, líquida dos custos.

Ebitda ajustado (R$ milhões) **e margem Ebitda ajustada** (%)*



*Ebitda ajustado: lucro líquido + Imposto de Renda e Contribuição Social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + não recorrentes.

Ebitda (R$ milhões) **e margem Ebitda** (%)*



*Ebitda: lucro líquido + Imposto de Renda e Contribuição Social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

Considerando não recorrentes e os efeitos da repactuação do risco hidrológico, o Ebitda aumentou R$ 849 milhões (14,3%) entre os anos, passando de R$ 5.941 milhões em 2021 para R$ 6.790 milhões em 2022. O Ebitda ajustado e sem os efeitos da repactuação do risco hidrológico, foi de R$ 6.941 milhões em 2022, acréscimo de R$ 1.315 milhões (23,4%) quando comparado com o montante de R$ 5.626 milhões reconhecido em 2021.

Margem Ebitda ajustada consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada, no comparativo anual, passou de 57,5% em 2021 para 58,3% em 2022, aumento de 0,8 p.p.

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

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, bem como com os impactos de ajustes regulatórios de transmissoras apresentamos a tabela abaixo:

(Valores em R$ milhões)	2022	2021	Var. %
Lucro líquido	2.665	1.565	70,3
(+) Imposto de renda e contribuição social	621	255	143,5
(+) Resultado financeiro	2.515	3.079	(18,3)
(+) Depreciação e amortização	989	1.042	(5,1)
Ebitda	**6.790**	**5.941**	**14,3**
Efeitos não recorrentes			
(+) *Impairment*, líquido	67	1.076	(93,8)
(+) Alienação de subsidiária	84	200	100,0
Ebitda ajustado	**6.941**	**7.217**	**(3,8)**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(572)	(264)	116,7
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	344	(4)	8.700,0
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão	**6.713**	**6.949**	**(3,4)**

Resultado financeiro

(Valores em R$ milhões)	2022	2021	Variação
Renda de aplicações financeiras	518	205	313
Outras receitas financeiras	67	76	(9)
Total receitas financeiras	**585**	**281**	**304**
Dívida:			
Juros	(1.433)	(1.083)	(350)
Atualização monetária	(768)	(1.098)	330
Outras despesas financeiras, líquidas	(172)	(129)	(43)
Total despesas financeiras	**(2.373)**	**(2.310)**	**(63)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(264)	(678)	414
Atualização a valor presente	(463)	(372)	(91)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(727)**	**(1.050)**	**323**
Resultado financeiro	**(2.515)**	**(3.079)**	**564**

Receitas financeiras: no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 304 milhões (108,2%), passando de R$ 281 milhões em 2021 para R$ 585 milhões em 2022, em virtude, principalmente, do aumento na receita com aplicações financeiras no montante de R$ 313 milhões. Os acréscimos foram motivados, substancialmente, pelo aumento do CDI entre os anos analisados.

Despesas financeiras: as despesas aumentaram de R$ 2.310 milhões em 2021 para R$ 2.373 milhões em 2022, ou seja, R$ 63 milhões (2,7%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 20 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, dos quais: (i.i) aumento de R$ 350 milhões de juros, em razão, principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos ao longo dos anos de 2021 e 2022; (i.ii) redução de R$ 330 milhões de atualização monetária, pela variação da inflação.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram R$ 323 milhões, ou seja 30,8%, passando de R$ 1.050 milhões em 2021 para R$ 727 milhões em 2022, resultado dos seguintes efeitos: (i) redução de R$ 414 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pela alteração do índice inflacionário do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, a partir de outubro de 2021, para IPCA em substituição ao IGP-M, bem como pela desaceleração do IPCA; e (ii) R$ 91 milhões de aumento pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

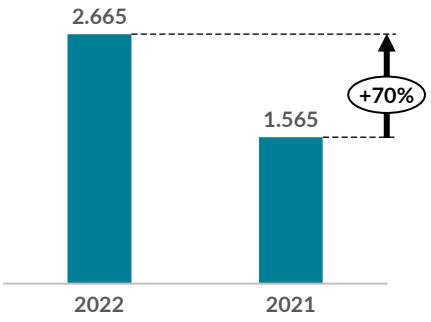
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

Os valores apurados de IR e CSLL, no acumulado do ano, aumentaram R$ 366 milhões (143,5%), passando de R$ 255 milhões em 2021 para R$ 621 milhões em 2022. A variação foi motivada, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 54 milhões (7,4%).

Lucro líquido

O lucro líquido aumentou de R$ 1.565 milhões em 2021 para R$ 2.665 milhões, ou seja, acréscimo de R$ 1.100 milhões ou 70,3%. Esse aumento é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) redução de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R$ 705 milhões; (ii) efeito positivo de R$ 564 milhões do resultado financeiro líquido; (iii) redução de R$ 276 milhões no Ebitda ajustado; (iv) redução de R$ 53 milhões da depreciação e amortização; e (v) redução de R$ 54 milhões do Imposto de Renda e da Contribuição Social, considerando as transações recorrentes. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido aumentou em R$ 395 milhões (16,7%) entre os anos em comparação.

Lucro líquido (em R$ milhões)

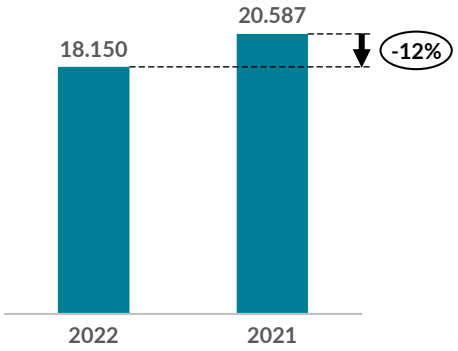


Endividamento

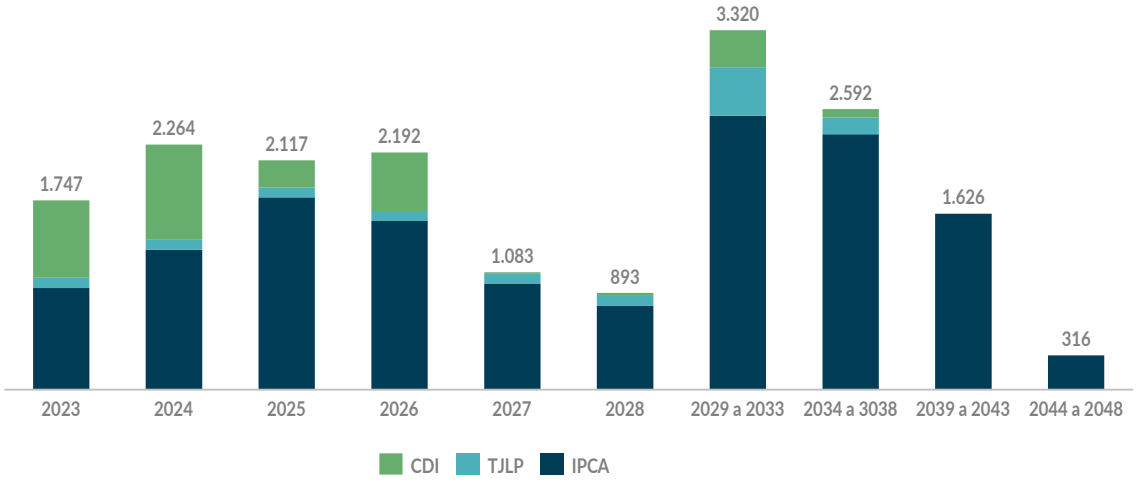
Em 31 de dezembro de 2022, a dívida bruta total consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 18.150 milhões — redução de 11,8% (R$ 2.437 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2021. O prazo médio de vencimento da dívida no fim de 2022 era de 7,6 anos.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2022: (i) R$ 1.789 milhões de transferência de financiamentos e debêntures de subsidiárias reclassificadas para Ativo Mantido para Venda; (ii) R$ 1.583 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores para aquisição de subsidiárias e construção dos projetos Conjunto Eólico Santo Agostinho e Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (iii) geração de R$ 2.325 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 4.556 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

Dívida bruta (em R$ milhões)



Cronograma do vencimento da dívida (em R$ milhões)



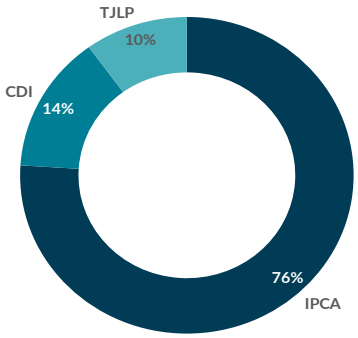
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2022 foi 11,4% — equivalente a IPCA + 5,3% — (13,1% — equivalente a IPCA + 2,8% — no fim de 2021). A redução em relação ao ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no período.

Em 31 de dezembro de 2022, a dívida líquida (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 15.685 milhões, aumento de 7,3% em relação ao registrado ao fim de 2021.

Dívida líquida (em R$ milhões)

	31.12.2022	31.12.2021	Var. %
Dívida bruta	17.941	20.645	(13,1)
Resultado de operações com derivativos	209	(58)	(461,0)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(229)	(819)	(72,0)
Caixa e equivalentes de caixa	(2.236)	(5.156)	(56,6)
Dívida líquida total	**15.685**	**14.612**	**7,3**
Dívida líquida x Ebitda	**2,3X**	**2,0X**	

Composição da dívida



Investimento

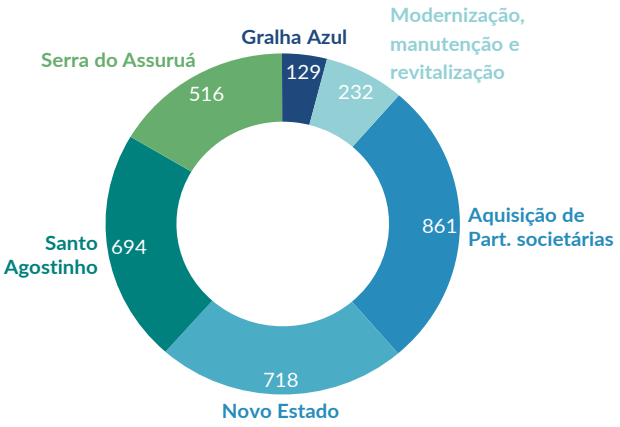
No ano de 2022, a Companhia investiu R$ 3.150 milhões, dos quais:

- R$ 861 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i) R$ 656 milhões nos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu; (ii) R$ 182 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (iii) R$ 23 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol;

- R$ 2.057 milhões na construção de novos projetos, sendo: (i) R$ 718 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii) R$ 694 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (iii) R$ 516 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (iv) R$ 129 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; e

- R$ 232 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador – destes, R$ 46 milhões foram designados exclusivamente para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório

Investimentos (R$ milhões)



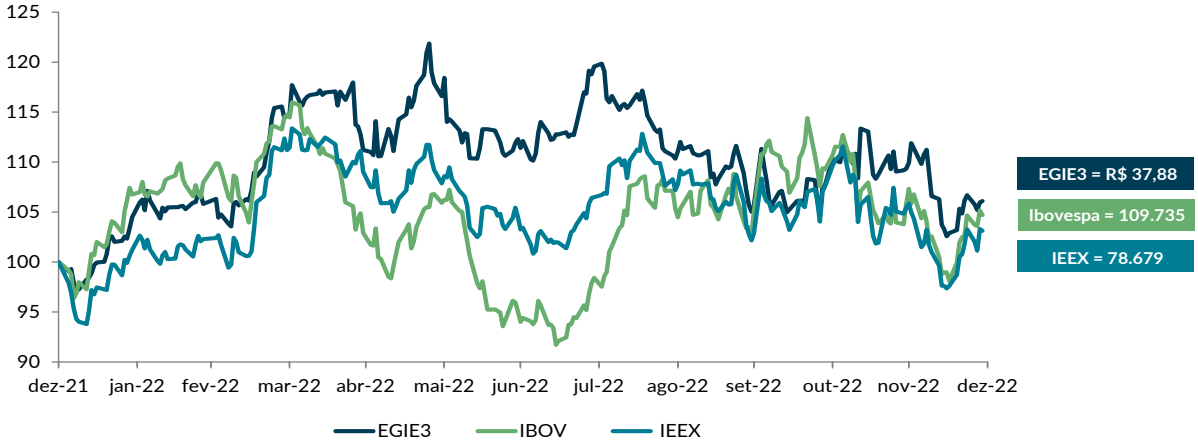
Mercado de capitais

A ENGIE Brasil Energia integra mais de dez índices do mercado brasileiro. Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e são negociadas sob o código EGIE3. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o código EGIEY, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 6,1%, enquanto o IEEX e o Ibovespa valorizaram 3,1% e 4,7%, respectivamente. O volume médio diário de negociação alcançou R$ 66,8 milhões, acréscimo de 10,9% em relação ao ano de 2021, quando atingiu R$ 60,2 milhões.

No último pregão de dezembro de 2022, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 37,88/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 30,9 bilhões.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2021)



Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 2 de agosto de 2022, o crédito de dividendos intercalares com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30 de junho de 2022, no valor de R$ 577,9 milhões (R$ 0,7082542240 por ação), representando um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2022. O montante foi pago em 12 de dezembro de 2022.

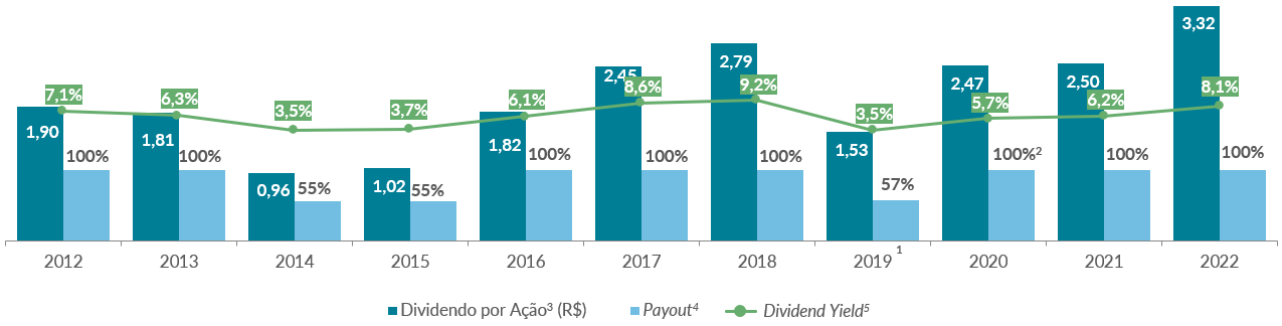
Em 8 de novembro de 2022 foi aprovado o crédito de dividendos intercalares complementares com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30 de junho de 2022, no valor de R$ 472,8 milhões (R$ 0,5794807287 por ação), representando um *payout* complementar de 45% do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2022, atingindo *payout* de 100% no período. O provento foi pago juntamente com o citado acima.

Posteriormente, na reunião do dia 8 de dezembro de 2022, foi aprovada a distribuição de juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2022, no valor de R$ 200,0 milhões (R$ 0,2451197455 por ação). A data ex-juros sobre o capital próprio foi 23 de dezembro de 2022 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 16 de fevereiro de 2023, foi aprovada a proposta de distribuição de dividendos complementares ao exercício de 2022, no montante de R$ 1.455,2 milhões (R$ 1,7834407362 por ação). A proposta mencionada será ratificada na Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de crédito e pagamento.

O valor total proposto de proventos no ano de 2022 atingiu R$ 2.705,9 milhões (R$ 3,3162954344 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido ajustado, com *dividend yield* de 8,1%, 1,9 p.p. superior ao registrado no ano anterior.

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)



1 - Os valores de 2019 foram reapresentados tendo em vista a retenção dos dividendos complementares ref. ao exercício de 2019 pela AGO.
2 - Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
3 - Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07.12.2018.
4 - Considera o lucro líquido ajustado do exercício.
5 - Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

RELATÓRIO DE SUSTENTABILIDADE

Informações complementares sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia, a ser lançado em abril de 2023.

EXPLORAÇÃO DO TRABALHO INFANTIL, FORÇADO E COMPULSÓRIO E COMBATE À DISCRIMINAÇÃO

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

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

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

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

Identificação do responsável pelas informações socioambientais e forma de contato

O coordenador do Fórum de Sustentabilidade é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser realizado por meio do e-mail: forumsustentabilidade.brenergia@engie.com.

AUDITORES INDEPENDENTES

De acordo com o Artigo 2° da Instrução CVM n° 381/03, a ENGIE Brasil Energia informa que a Ernst & Young, auditores independentes da Companhia e de suas controladas, prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2022.

Ao longo do ano de 2022 a Companhia contratou serviços de consultoria tributária. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 233 mil e representam 10,7% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2022.

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

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA

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

A Administração

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 31 DE DEZEMBRO DE 2021
(Em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	321.005	2.559.208	2.235.887	5.156.406
Contas a receber de clientes	4	547.279	487.837	1.143.117	1.114.105
Crédito de imposto de renda e contribuição social	19	131.251	163.182	181.438	248.324
Dividendos a receber	26	309.862	405.621	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	14	-	2.561	-	42.577
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	14	-	-	209.928	206.647
Depósitos vinculados	5	30.877	589.898	34.527	638.606
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	363.802	333.638
Ativo de contrato	7	-	-	558.179	387.529
Outros ativos circulantes	9	191.273	149.677	318.872	385.525
		1.531.547	**4.357.984**	**5.045.750**	**8.513.357**
Ativos não circulantes mantidos para venda	8	327.107	4.577	2.332.778	4.577
		1.858.654	**4.362.561**	**7.378.528**	**8.517.934**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	14	-	165.442	31.981	184.155
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	14	-	-	45.638	100.523
Depósitos vinculados	5	10.741	9.106	235.970	265.432
Depósitos judiciais	18	67.898	78.182	71.435	79.198
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	2.856.475	2.729.112
Ativo de contrato	7	-	-	5.895.776	4.936.101
Outros ativos não circulantes	9	187.966	209.505	332.623	374.461
		266.605	**462.235**	**9.469.898**	**8.668.982**
Investimentos	**10**	**14.099.469**	**12.772.597**	**3.006.423**	**2.366.708**
Imobilizado	**11**	**3.397.697**	**3.605.957**	**14.196.959**	**14.523.945**
Intangível	**12**	**2.265.850**	**2.407.176**	**4.134.944**	**4.038.156**
		20.029.621	**19.247.965**	**30.808.224**	**29.597.791**
TOTAL DO ATIVO		**21.888.275**	**23.610.526**	**38.186.752**	**38.115.725**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 31 DE DEZEMBRO DE 2021
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	13	150.191	190.469	535.398	669.530
Dividendos e juros sobre o capital próprio	22	180.617	56.252	181.104	56.558
Instrumentos de dívida	15	830.271	2.818.436	1.652.968	3.390.934
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	16	399.390	267.117	406.871	274.071
Obrigações fiscais e regulatórias	19	88.543	47.550	264.258	188.998
Obrigações trabalhistas	17	150.208	155.596	153.809	171.232
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	14	-	-	189.932	190.348
Provisões	18	4.106	10.248	4.144	22.060
Obrigações com benefícios de aposentadoria	17	54.015	42.064	54.015	42.064
Outros passivos circulantes	20	125.516	150.147	442.049	769.364
		1.982.857	**3.737.879**	**3.884.548**	**5.775.159**
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	8	-	-	2.005.671	-
		1.982.857	**3.737.879**	**5.890.219**	**5.775.159**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Instrumentos de dívida	15	5.427.274	6.190.961	16.288.157	17.253.943
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	14	-	-	31.527	80.414
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	16	4.794.057	4.490.976	4.849.081	4.544.720
Provisões	18	207.085	90.647	531.756	370.767
Obrigações com benefícios de aposentadoria	17	218.959	421.932	218.959	421.947
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19	694.143	728.083	1.505.352	1.504.825
Outros passivos não circulantes	20	127.378	21.040	431.529	231.353
		11.468.896	**11.943.639**	**23.856.361**	**24.407.969**
TOTAL DO PASSIVO		**13.451.753**	**15.681.518**	**29.746.580**	**30.183.128**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	21	4.902.648	4.902.648	4.902.648	4.902.648
Reservas de capital	10	(156.743)	-	(156.743)	-
Reservas de lucros	21	2.381.683	3.011.399	2.381.683	3.011.399
Dividendos adicionais propostos	22	1.455.160	549.798	1.455.160	549.798
Ajustes de avaliação patrimonial	21	(146.226)	(534.837)	(146.226)	(534.837)
		8.436.522	**7.929.008**	**8.436.522**	**7.929.008**
Participação de acionista não controlador		-	-	3.650	3.589
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**8.436.522**	**7.929.008**	**8.440.172**	**7.932.597**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**21.888.275**	**23.610.526**	**38.186.752**	**38.115.725**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2022	2021	2022	2021
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	23	**4.569.792**	**4.202.747**	**11.906.605**	**12.540.673**
CUSTOS OPERACIONAIS	24	**(1.784.860)**	**(731.021)**	**(6.317.412)**	**(6.629.461)**
LUCRO BRUTO		**2.784.932**	**3.471.726**	**5.589.193**	**5.911.212**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	24	(20.624)	(21.063)	(27.031)	(28.949)
Despesas gerais e administrativas	24	(331.385)	(282.910)	(339.153)	(300.707)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	10/11	(6.824)	(1.156.423)	(66.078)	(1.076.158)
Alienação de subsidiária	10	(84.519)	(200.143)	(84.518)	(200.143)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas		(711)	(11.875)	1.035	(9.116)
		(444.063)	**(1.672.414)**	**(515.745)**	**(1.615.073)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	10	1.993.971	1.471.342	727.136	601.985
Amortização da mais valia	10	(3.341)	(3.341)	-	-
		1.990.630	**1.468.001**	**727.136**	**601.985**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**4.331.499**	**3.267.313**	**5.800.584**	**4.898.124**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	25	247.975	180.054	585.191	280.849
Despesas financeiras	25	(1.019.622)	(905.066)	(2.373.763)	(2.309.634)
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	25	(717.251)	(1.038.775)	(726.718)	(1.049.905)
		(1.488.898)	**(1.763.787)**	**(2.515.290)**	**(3.078.690)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**2.842.601**	**1.503.526**	**3.285.294**	**1.819.434**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	19	(272.284)	(38.675)	(569.224)	(285.345)
Diferido	19	92.762	98.874	(51.502)	30.881
		(179.522)	**60.199**	**(620.726)**	**(254.464)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.663.079**	**1.563.725**	**2.664.568**	**1.564.970**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.663.079	1.563.725	2.663.079	1.563.725
Acionista não controlador		-	-	1.489	1.245
		2.663.079	**1.563.725**	**2.664.568**	**1.564.970**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	21	**3,26387**	**1,91650**	**3,26387**	**1,91650**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2022	2021	2022	2021
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.663.079**	**1.563.725**	**2.664.568**	**1.564.970**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	17	196.047	(20.648)	196.039	(20.614)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19	(66.655)	7.019	(66.652)	7.008
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(5)	23	-	-
		129.387	**(13.606)**	**129.387**	**(13.606)**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
(Perdas) ganhos não realizadas originadas no exercício	14	(23.039)	16.877	(124.890)	71.202
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19	7.833	(5.737)	7.833	(5.068)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(101.851)	54.994	-	-
Ganhos não realizados originados no exercício de controlada em conjunto	10	416.329	22.161	416.329	22.161
		299.272	**88.295**	**299.272**	**88.295**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**3.091.738**	**1.638.414**	**3.093.227**	**1.639.659**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		3.091.738	1.638.414	3.091.738	1.638.414
Acionista não controlador		-	-	1.489	1.245
		3.091.738	**1.638.414**	**3.093.227**	**1.639.659**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

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

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021

(Em milhares de reais)

				Reservas de lucros					Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação de acionista não controlador	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2020		**4.902.648**	**-**	**936.880**	**233.936**	**1.766.086**	**609.594**	**-**	**230.981**	**(940.596)**	**7.739.529**	**2.469**	**7.741.998**
Dividendos adicionais de 2020 creditados	22	-	-	-	-	-	(609.594)	-	-	-	**(609.594)**	-	**(609.594)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.563.725	-	-	**1.563.725**	1.245	**1.564.970**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	17	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.606)	**(13.606)**	-	**(13.606)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	14	-	-	-	-	-	-	-	-	66.134	**66.134**	-	**66.134**
Participação em controlada em conjunto	10	-	-	-	-	-	-	-	-	22.161	**22.161**	-	**22.161**
Dividendos e JCP não reclamados	22	-	-	-	-	-	-	10.177	-	-	**10.177**	-	**10.177**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	(100.089)	100.089	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
Reserva legal	21	-	-	43.650	-	-	-	(43.650)	-	-	-	-	-
Reserva de incentivos fiscais	21	-	-	-	30.847	-	-	(30.847)	-	-	-	-	-
Dividendos intercalares	22	-	-	-	-	-	-	(789.518)	-	-	**(789.518)**	-	**(789.518)**
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(125)	**(125)**
Juros sobre o capital próprio (JCP)	22	-	-	-	-	-	-	(60.000)	-	-	**(60.000)**	-	**(60.000)**
Dividendos adicionais propostos	22	-	-	-	-	-	549.798	(549.798)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2021		**4.902.648**	**-**	**980.530**	**264.783**	**1.766.086**	**549.798**	**-**	**331.070**	**(865.907)**	**7.929.008**	**3.589**	**7.932.597**
Transações com partes relacionadas - Aquisição de subsidiária	10	-	(156.743)	-	-	-	-	-	-	-	**(156.743)**	-	**(156.743)**
Dividendos intermediários com base na reserva de retenção de lucros de 2020 creditados	22	-	-	-	-	(638.669)	-	-	-	-	**(638.669)**	(159)	**(638.828)**
Dividendos adicionais de 2021 creditados	22	-	-	-	-	-	(549.798)	-	-	-	**(549.798)**	(1.120)	**(550.918)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	2.663.079	-	-	**2.663.079**	1.489	**2.664.568**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	17	-	-	-	-	-	-	-	-	129.387	**129.387**	-	**129.387**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	14	-	-	-	-	-	-	-	-	(117.057)	**(117.057)**	-	**(117.057)**
Participação em controlada em conjunto	10	-	-	-	-	-	-	-	-	416.329	**416.329**	-	**416.329**
Dividendos e JCP não reclamados	22	-	-	-	-	-	-	11.684	-	-	**11.684**	-	**11.684**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	40.048	(40.048)	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
Reserva de incentivos fiscais	21	-	-	-	8.953	-	-	(8.953)	-	-	-	-	-
Dividendos intercalares	22	-	-	-	-	-	-	(1.050.698)	-	-	**(1.050.698)**	-	**(1.050.698)**
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(149)	**(149)**
Juros sobre o capital próprio (JCP)	22	-	-	-	-	-	-	(200.000)	-	-	**(200.000)**	-	**(200.000)**
Dividendos adicionais propostos	22	-	-	-	-	-	1.455.160	(1.455.160)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2022		**4.902.648**	**(156.743)**	**980.530**	**273.736**	**1.127.417**	**1.455.160**	**-**	**291.022**	**(437.248)**	**8.436.522**	**3.650**	**8.440.172**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2022	2021	2022	2021
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		2.842.601	1.503.526	3.285.294	1.819.434
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:					
Resultado de participações societárias	10	(1.990.630)	(1.468.001)	(727.136)	(601.985)
Depreciação e amortização	11/12	425.155	423.828	989.800	1.042.417
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos, líquida	10	6.824	1.156.423	66.078	1.076.158
Repactuação do risco hidrológico	24	-	(1.436.362)	-	(1.590.825)
Juros e variação monetária	25	970.576	849.300	2.219.473	2.222.185
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	25	717.251	1.038.775	726.718	1.049.905
Alienação de subsidiária	10	84.519	200.143	84.518	200.143
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	25	-	(47.419)	-	(30.931)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	6	-	-	(485.490)	(556.480)
Remuneração de ativo de contrato	7	-	-	(755.119)	(681.063)
Perdas (ganhos) não realizados em operações de *trading*, líquidos	14	-	-	2.301	(19.773)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	7	-	-	(914.384)	(2.154.548)
Perdas por ineficiência na construção	7	-	-	217.249	469.489
Outros		26.172	(1.023)	15.924	1.232
Lucro antes dos tributos ajustado		**3.082.468**	**2.219.190**	**4.725.226**	**2.245.358**
(Aumento) redução nos ativos					
Contas a receber de clientes		(49.357)	217.908	(47.241)	452.845
Crédito de imposto de renda e contribuição social		31.931	(96.173)	26.340	(137.314)
Depósitos vinculados e judiciais		18.242	(22.141)	60.473	(14.001)
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	327.963	298.526
Ativo de contrato	7	-	-	323.022	10.131
Outros ativos		6.751	26.697	(16.205)	43.523
(Redução) aumento nos passivos					
Fornecedores		(22.957)	(28.364)	(127.614)	30.937
Obrigações fiscais e regulatórias		23.184	(8.291)	17.714	9.532
Obrigações trabalhistas		(8.855)	58.084	(9.342)	60.322
Obrigações com benefícios de aposentadoria		(41.531)	(36.089)	(41.531)	(36.211)
Outros passivos		(40.416)	(35.231)	(347.409)	231.663
Caixa gerado pelas operações		**2.999.460**	**2.295.590**	**4.891.396**	**3.195.311**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	14/15	(535.702)	(387.049)	(1.065.683)	(808.247)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(284.610)	(74.200)	(488.220)	(397.075)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		**2.179.148**	**1.834.341**	**3.337.493**	**1.989.989**

Continua na próxima página

Continuação

		Controladora		Consolidado	
		2022	2021	2022	2021
Atividades de investimento					
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto	10	1.681.420	1.271.724	503.750	715.000
Aumento de capital em controladas	10	(2.067.883)	(884.244)	-	-
Redução de capital em controladas	10	862.135	1.070.969	-	-
Aquisição de subsidiárias	10	-	-	(659.959)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	10	-	-	199.870	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	11/12	(108.890)	(78.459)	(1.528.874)	(1.229.753)
Alienação de subsidiárias		25.318	-	25.319	-
Venda de títulos e valores mobiliários		-	410.984	-	32.439
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos		-	-	(49.912)	(11.361)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda		74.640	192.914	74.640	192.914
Caixa e equivalentes de subsidiária em processo de alienação		-	-	(61.839)	(38.318)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	16	(281.897)	-	(289.557)	-
Outros		3.205	-	2.125	26
Caixa líquido das atividades de investimento		**188.048**	**1.983.888**	**(1.784.437)**	**(339.053)**
Atividades de financiamento					
Captação de instrumentos de dívida	15	-	529.809	788.790	3.324.359
Emissão de instrumentos de dívida	15	-	385.175	-	762.462
Pagamento de instrumentos de dívida, líquidas de *hedge*	14/15	(2.879.469)	(660.409)	(3.489.879)	(1.606.710)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	22	(2.284.784)	(2.789.231)	(2.286.031)	(2.792.602)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida		558.854	(406.236)	513.545	(457.050)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	16	-	(236.447)	-	(243.432)
Outros		-	(6.271)	-	(20.503)
Caixa líquido das atividades de financiamento		**(4.605.399)**	**(3.183.610)**	**(4.473.575)**	**(1.033.476)**
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa		**(2.238.203)**	**634.619**	**(2.920.519)**	**617.460**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa					
Saldo inicial	3	2.559.208	1.924.589	5.156.406	4.538.946
Saldo final	3	321.005	2.559.208	2.235.887	5.156.406
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa		**(2.238.203)**	**634.619**	**(2.920.519)**	**617.460**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 30 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	5.061.978	4.656.026	10.750.613	10.095.794
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	914.384	2.154.548
Receita de construção de geração	-	-	577.744	891.984
Remuneração de ativo de contrato	-	-	755.119	681.063
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	485.490	556.480
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1.074	26.289
Alienação de subsidiária	(84.519)	(200.143)	(84.518)	(200.143)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(711)	(11.875)	1.035	(9.116)
	4.976.748	**4.444.008**	**13.400.941**	**14.196.899**
(-) Insumos				
Compras de energia	(493.191)	(788.971)	(2.368.882)	(2.099.447)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(411.204)	(361.679)	(625.137)	(606.253)
Materiais e serviços de terceiros	(197.618)	(135.308)	(561.725)	(494.597)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(45.766)	(273.268)	(166.753)	(628.632)
Combustíveis para a produção de energia	-	-	(115.457)	(334.578)
Seguros	(34.102)	(19.259)	(91.835)	(74.773)
Custos com construção de usinas	-	-	(473.482)	(811.825)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(1.120.351)	(2.563.993)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(6.824)	(1.156.423)	(66.078)	(1.076.158)
Repactuação do risco hidrológico	-	1.436.362	-	1.590.825
Outros	(54.383)	(33.798)	(45.321)	(79.558)
	(1.243.088)	**(1.332.344)**	**(5.635.021)**	**(7.178.989)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.733.660**	**3.111.664**	**7.765.920**	**7.017.910**
Depreciação e amortização	(425.155)	(423.828)	(989.800)	(1.042.417)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**3.308.505**	**2.687.836**	**6.776.120**	**5.975.493**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	247.975	180.054	585.191	280.849
Resultado de participações societárias	1.990.630	1.468.001	727.136	601.985
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**5.547.110**	**4.335.891**	**8.088.447**	**6.858.327**

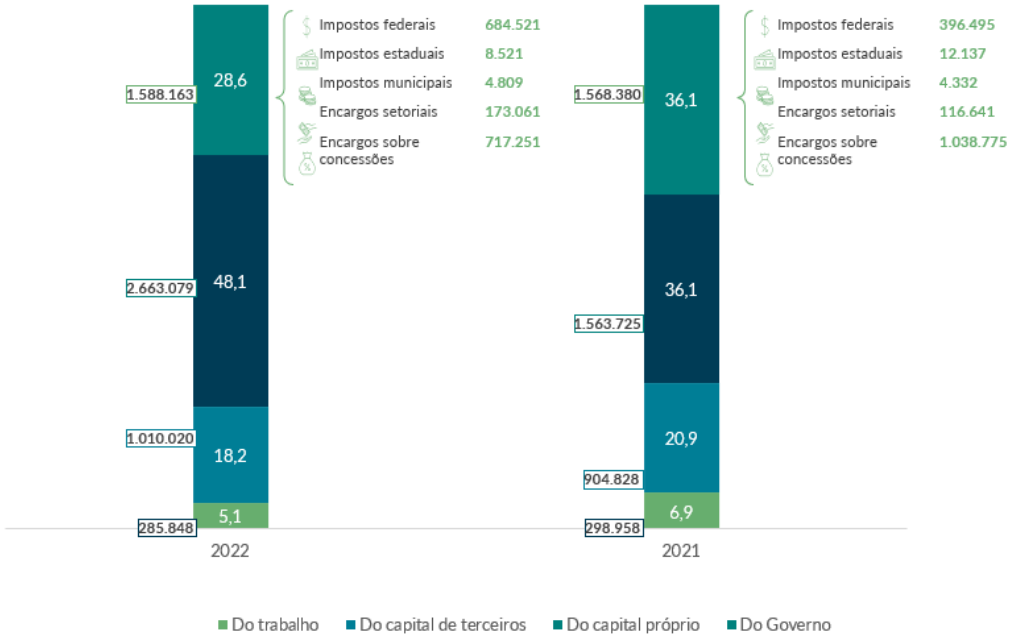
Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

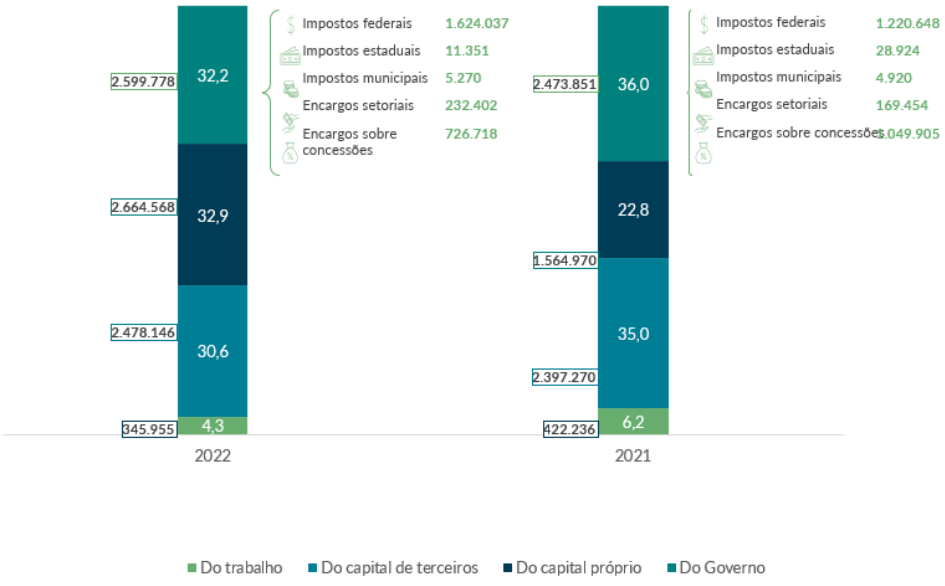
	Controladora				Consolidado			
	2022	%	2021	%	2022	%	2021	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	182.327	3,3	201.582	4,6	217.562	2,7	281.611	4,1
Benefícios	55.425	1,0	43.745	1,0	69.334	0,9	67.335	1,0
Participação nos resultados	35.115	0,6	41.720	1,0	43.385	0,5	55.133	0,8
FGTS	12.981	0,2	11.911	0,3	15.674	0,2	18.157	0,3
	285.848	**5,1**	**298.958**	**6,9**	**345.955**	**4,3**	**422.236**	**6,2**
Do governo								
Impostos federais	684.521	12,3	396.495	9,1	1.624.037	20,1	1.220.648	17,8
Impostos estaduais	8.521	0,2	12.137	0,3	11.351	0,1	28.924	0,4
Impostos municipais	4.809	0,1	4.332	0,1	5.270	0,1	4.920	0,1
Encargos setoriais	173.061	3,1	116.641	2,7	232.402	2,9	169.454	2,5
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	717.251	12,9	1.038.775	23,9	726.718	9,0	1.049.905	15,2
	1.588.163	**28,6**	**1.568.380**	**36,1**	**2.599.778**	**32,2**	**2.473.851**	**36,0**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	997.377	18,0	887.631	20,5	2.256.622	27,9	2.222.774	32,4
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	104.262	1,3	80.159	1,2
Aluguéis	603	-	1.988	-	11.087	0,1	10.736	0,2
Outras despesas financeiras	12.040	0,2	15.209	0,4	106.175	1,3	83.601	1,2
	1.010.020	**18,2**	**904.828**	**20,9**	**2.478.146**	**30,6**	**2.397.270**	**35,0**
Do capital próprio								
Reserva legal	-	-	43.650	1,0	-	-	43.650	0,6
Reserva de incentivos fiscais	8.953	0,2	30.847	0,7	8.953	0,1	30.847	0,4
Dividendos	2.505.858	45,2	1.339.316	30,9	2.505.858	31,0	1.339.316	19,5
Juros sobre o capital próprio	200.000	3,6	60.000	1,4	200.000	2,5	60.000	0,9
Realização do custo atribuído	(40.048)	(0,7)	100.089	2,3	(40.048)	(0,6)	100.089	1,5
Dividendos e JCP não reclamados	(11.684)	(0,2)	(10.177)	(0,2)	(11.684)	(0,1)	(10.177)	(0,1)
Acionista não controlador	-	-	-	-	1.489	-	1.245	-
	2.663.079	**48,1**	**1.563.725**	**36,1**	**2.664.568**	**32,9**	**1.564.970**	**22,8**
	5.547.110	**100,0**	**4.335.891**	**100,0**	**8.088.447**	**100,0**	**6.858.327**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Controladora



Consolidado



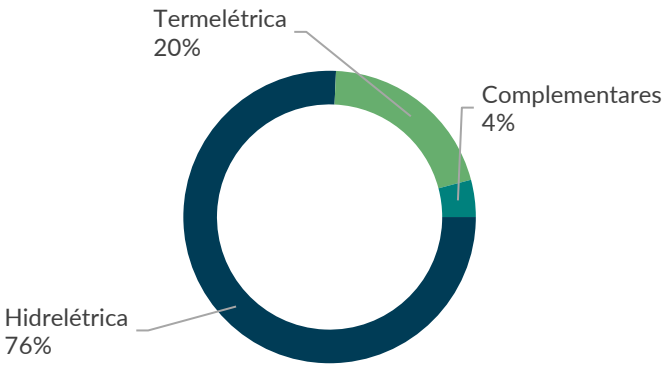
NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "ENGIE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A ENGIE é uma plataforma de investimentos em infraestrutura, atuante nas atividades de geração centralizada, comercialização, *trading* e transmissão de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Aneel. A Companhia atua ainda no segmento de transporte de gás, regulado pela ANP. Mais informações vide Nota 27 – Informações por segmento.

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

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

A ENGIE Brasil Energia é responsável por aproximadamente 5,5%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2022, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 8.453,3 MW própria, conforme subdivisão mostrada abaixo. A garantia física para fins de comercialização era de 4.556,5 MW médios, dos quais 377,4 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram destinadas ao ACR, no Sistema de Cotas de Garantia Física.



Em 31.12.2022, o parque gerador em operação da Companhia era composto por **76 usinas**, sendo:

11	1	50	3	9	2
hidrelétricas ("UHE")	termelétrica convencional ("UTE")	parques eólicos	à biomassa	solares fotovoltaicas	pequenas centrais hidrelétricas ("PCH")

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

a) Concessões e autorizações

Em 31.12.2022, a Companhia possuía as seguintes concessões e autorizações:

a.1) Concessões de geração

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da concessão	Vencimento da concessão[2]	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
UHE Salto Santiago	ENGIE	Privatização	1.420	733	09.1998	11.2030	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Salto Osório	ENGIE	Privatização	1.090	503	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Passo Fundo	ENGIE	Privatização	226	113	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Itá	ENGIE / Itasa	Privatização	1450[1]	741[1]	10.1995	12.2032	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Machadinho	ENGIE	Privatização	1140[1]	547[1]	07.1997	10.2035	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Cana Brava	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	450	261	08.1998	12.2035	IGP-M até set/2021 e IPCA a partir de out/2021	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE Ponte de Pedra	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	176	134	10.1999	03.2037	IGP-M	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE São Salvador	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	243	148	04.2022	06.2040	IGP-M até jun/2007 e IPCA a partir de jul/2007	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE Estreito	CEE	UBP para Geração de Energia Elétrica	1087[1]	641[1]	12.2022	02.2043	IGP-M até out/2011 e IPCA a partir de nov/2011	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE Jaguara	Jaguara	Regime de Cotas	424	341	12.2007	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6 e 12
UHE Miranda	Miranda	Regime de Cotas	408	198	12.2007	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6 e 12

(1) Valores totais, incluindo montante referente às demais empresas nos consórcios.
(2) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021.

a.2) Concessões de transmissão

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Extensão	Subestações	Início da concessão	Vencimento da concessão	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Gralha Azul	ETP II	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Novo Estado	ETP II	Deságio da RAP	1.800 km	1	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Gavião Real	ETP II	Deságio da RAP	1 km	Aplicação em subestação de terceiros	09.2022	09.2052	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11

a.3) Participação da ENGIE e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)
UHE Itá	1.127	565
UHE Machadinho	404	165
UHE Estreito	436	257

Para o Consócio Machadinho, no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 12 - Intangível, a Companhia possui 100% da garantia física da usina. Mais informações sobre a participação da ENGIE e suas controladas nos consórcios vide Nota 11 – Imobilizado.

a.4) Autorizações

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Extensão (km)	Total de contratos	Estações de compressão	Início da autorização	Vencimento da autorização
Gasodutos						
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500	5	11[1]	06.2019	Prazo indeterminado

(1) A TAG possui 11 estações de compressão, sendo 6 próprias e 5 contratadas.

A TAG opera seus atuais gasodutos sob o regime de autorização, cujo seu prazo de vencimento de 2039 a 2041, foi ratificado pela Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”). A Lei do Gás deixou de estipular prazo específico de vigência das autorizações, sendo aplicáveis as hipóteses de revogação previstas na referida lei. Além disso, os bens e instalações destinados à atividade de transporte de gás deixaram de estar vinculados à respectiva autorização, não havendo mais a obrigatoriedade de devolução para a União ou desmobilização dos mesmos após o término da autorização, revogação ou extinção. Mais informações sobre a autorização da TAG vide Nota 10 – Investimentos.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas de Cogeração							
Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[1]	33	20	04.2000	04.2030[4]	Transferência parceiro[4]	11 e 12
Lages	Lages	28	2	10.2002	10.2032	Desmobilização	11 e 12
Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	27	07.2007	07.2042[4]	Transferência parceiro[4]	11 e 12
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2032	Devolução do ativo	11 e 12
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2032	Devolução do ativo	11 e 12
Usinas eólicas (EOL)							
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	97	09.2011 e 01.2015[2]	09.2041, 01 e 02.2045[2]	Desmobilização	11 e 12
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050	Desmobilização	11 e 12
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050	Desmobilização	11 e 12
EOLS Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052	Desmobilização	11 e 12
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054	Desmobilização	11 e 12
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	Não operacional	Não operacional	11 e 12
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4	-	02.2021	Não operacional	Não operacional	11 e 12
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11, 13, 15-16,18	Umburanas Eólicas	234	142	08.2014	08.2049	Desmobilização	11 e 12
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049	Desmobilização	11 e 12
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050	Desmobilização	11 e 12
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050	Desmobilização	11 e 12
Usinas eólicas – Em construção							
EOL Santo Agostinho 1-6,13,14,17,18,21,25-27	SPEs do Conjunto	434	218	05.2021	05.2056	Desmobilização	11 e 12
EOL Serra do Assuruá I a XXIV	Maracanã	846	406	11.2021	11.2056	Desmobilização	11 e 12
Usinas fotovoltaicas							
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051	Desmobilização	11 e 12
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,3	04.2014	Não operacional	Não operacional	11 e 12
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	SPEs do Conjunto	132	34	06.2016	04.2051 e 06.2051[3]	Desmobilização	11 e 12
Conjunto Fotovoltaico Floresta	SPEs do Conjunto	86	25	06.2016	06.2051	Desmobilização	11 e 12
Usinas solares fotovoltaicas - Em desenvolvimento							
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1 a 16	SPEs do Conjunto	752	-	02.2022	02.2057	Em desenvolvimento	11 e 12

(1) As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A. (27,1%).
(2) O Conjunto Eólico Trairí é constituído por duas *holdings* concentrando SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação. Mais informações, vide a Nota 10 – Investimentos.
(3) O Conjunto Fotovoltaico Paracatu é constituído por 4 SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação. Mais informações, vide a Nota 10 – Investimentos.
(4) Ao término da autorização os ativos serão transferidos para os parceiros, por meio de cessão não onerosa e os consórcios serão encerrados. Em relação a Ibitiúva, o prazo inicial de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para os parceiros é 02.2025, podendo ser estendido conforme previsões contratuais. Para Ferrari, o prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão.

Em setembro de 2022, após assinatura do SPA, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos da Pampa Sul nos grupos “ANCMV” e “Passivos relacionados a ANCMV”, respectivamente.

A Companhia possui 22,9 MW e 10,3 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da Usina de Cogeração Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

a.5) Obrigações contratuais condicionantes das concessões

A Companhia como concessionária, possui obrigações com o Poder Concedente e a Aneel. Exceto pelas particularidades de cada usina, as obrigações gerais para todas as concessões, englobam a responsabilidade pelas eventuais consequências danosas da exploração das usinas, bem como por ações de empresas subcontratadas para um ou mais serviços de construção, montagem, operação e manutenção, especialmente os decorrentes de ampliações e melhorias.

A concessionária deve manter de forma permanente, por meio de adequada estrutura de operação e conservação, os equipamentos e instalações das concessões em perfeitas condições de funcionamento, bem como seu estoque de material de reposição, manter equipe técnica, própria ou terceira, legalmente habilitada e treinada e em número compatível com o desempenho operacional, de modo a assegurar a continuidade, regularidade, eficiência e segurança da exploração das concessões. Ela deverá atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária e aos encargos oriundos da legislação e normas regulamentares estabelecidas pelo Poder Concedente e pela Aneel.

Cabe à concessionária realizar investimentos necessários para garantir a qualidade, atualidade da produção e transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão. Elaborar, manter e executar programas periódicos de inspeção, monitoração, ações de emergência e avaliação da segurança das estruturas das concessões, são obrigações, assim como manter atualizada a análise e interpretação desses dados, os quais devem ficar à disposição da fiscalização da Aneel.

Ademais, a gestão documental, a proteção especial de documentos e arquivos, organizar e manter atualizado os registros e os inventários dos bens vinculados à concessão e publicar anualmente as demonstrações contábeis e regulatórias, são obrigações relacionadas às concessões. Contratar e manter durante o prazo de vigência da concessão, apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos imprescindíveis à continuidade da prestação do serviço, cabendo à concessionária a definição dos bens e instalações a serem segurados.

Cumprir a legislação ambiental e de recursos hídricos, instalar, operar e manter, em conformidade com a Resolução Conjunta da Aneel e ANA, as instalações e observações hidrométricas. Respeitar os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, taxas de variação das vazões defluentes, níveis máximos e mínimos operativos e taxas de variação de níveis operativos, observando as condições de operação de reservatório definidas pela ANA, em articulação com o ONS. A concessionária fica responsável por realizar a gestão dos reservatórios das usinas hidrelétricas e suas respectivas áreas de proteção.

Quanto aos contratos, fica encarregada a concessionária de celebrar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição e efetuar os pagamentos dos respectivos encargos, prestar contas à Aneel, anualmente, da gestão da concessão de geração, mediante relatório compreendendo o desempenho técnico operacional das instalações sob sua responsabilidade, bem como manter comunicação constante com a Aneel sobre alterações societárias e transações com partes relacionadas.

a.6) Indisponibilidade dos bens

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

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no exercício de 2022 foram estes:


Ratings da Companhia


Acompanhamento dos projetos Gralha Azul e Novo Estado


Alienação de subsidiárias


Aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá


Subsidiária em processo de alienação


Leilão de transmissão nº 01/2022 da Aneel – Gavião Real


Aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta


Impactos da guerra na Ucrânia

a) *Ratings* da Companhia

Abaixo seguem reafirmações de *ratings* efetuadas por agências de classificação de risco no decorrer de 2022:

Empresa	Agência	*Rating*	Classificação	Data
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	25.02.2022
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo -6ª, 7ª, 9ª e 10ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	25.02.2022
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB' com perspectiva estável	18.07.2022
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva estável	18.07.2022

b) Alienação de subsidiárias

Em 21.02.2022 e 01.09.2022, após o cumprimento das condições precedentes, foram concluídas as operações de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD") e Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense"), pelo montante de R$ 14 milhões, cada. Nestas datas, as empresas deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas. Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.

c) Subsidiária em processo de alienação

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o SPA entre a Companhia e a ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), com as compradoras Grafito Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("Grafito") e Perfin Space X Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura ("Space X"). O SPA regula a aquisição, pelos compradores, da totalidade da participação societária que as vendedoras possuem na Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul"), a qual detém a totalidade dos ativos e direitos da Usina Termelétrica Pampa Sul ("UTE Pampa Sul" ou "Usina").

A UTE Pampa Sul, localizada em Candiota, no estado do Rio Grande do Sul, utiliza o carvão mineral como fonte de energia. A Usina, de 345,0 MW de capacidade instalada e 323,5 MWm de garantia física bruta, vendeu no 20º Leilão de Energia nova (A-5/2014), 294,5 MWm em contrato de 25 anos, tendo entrado em operação comercial em 28.06.2019.

Com a venda, a Companhia irá receber em caixa o montante de até R$ 450 milhões, previsto para 2023, e a assunção do endividamento de Pampa Sul será realizada pelos compradores, no valor aproximado de R$ 1,8 bilhão. Os compradores irão, inclusive, obter a liberação integral da fiança corporativa prestada pela ENGIE no âmbito do referido endividamento. A assinatura do SPA pela Companhia foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 15.09.2022.

Em 30.09.2022, por ter atendido aos requerimentos do CPC 31 – Ativo não circulante mantido para venda e operações descontinuadas, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos da Pampa Sul nos grupos "Ativos não circulantes mantidos para venda" e "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda", respectivamente.

Tendo em vista que o valor de venda, líquido dos custos, é inferior ao valor contábil dos ativos líquidos da subsidiária, foi reconhecido, em 2022, R$ 191 milhões de provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) nos investimentos no consolidado, sendo R$ 168 milhões na controladora. Entretanto, em função da assinatura do SPA de venda da Usina, em 30.09.2022, a Companhia efetuou a reversão do *impairment* reconhecido, no montante de R$ 27 milhões e R$ 43 milhões, no consolidado e na controladora, respectivamente.

Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

d) Aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

Em março de 2022, a Companhia adquiriu 100% das ações da Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect"), detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. ("ENGIE Solar"), ambas pertencentes ao Grupo ENGIE. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia instalou um CPR, para avaliar a operação de aquisição. O CPR contratou as seguintes consultorias independentes para apoiar no processo, das quais: (i) *due diligence* legal e apoio na negociação do contrato de compra e venda; (ii) *due diligence* contábil, financeira, tributária e trabalhista; (iii) *due diligence* técnica; e (iv) consultoria para a emissão de opinião sobre a avaliação e geração de valor dos ativos (*fairness opinion*).

Após a realização das devidas *due diligences*, avaliações dos ativos e negociações dos termos e condições da operação, realizados com o apoio de consultorias especializadas contratadas pelo CPR, este enviou um relatório com sua recomendação ao Conselho de Administração, que aprovou a aquisição das empresas em reunião realizada em 14.02.2022. A conclusão da operação ocorreu após o atingimento das condições precedentes previstas no contrato, em 16.03.2022, pelo montante de R$ 656 milhões.

O Conjunto Fotovoltaico Paracatu, localizado em Paracatu/MG, possui capacidade instalada de 132 MW, com contrato de venda de 34,0 MW médios pelo prazo de 20 anos, com término em 31.10.2038, ao preço de R$ 429,07/MWh (dezembro/2022), reajustado pelo IPCA, e iniciou a operação comercial em fevereiro de 2019.

Por sua vez, o Conjunto Fotovoltaico Floresta, localizado na cidade de Areia Branca/RN, possui capacidade instalada de 86 MW, tendo contratado, pelo prazo de 20 anos, com término em 31.10.2038, 25,1 MW médios ao preço de R$ 421,58/MWh (dezembro/2022), reajustado pelo IPCA, com operação comercial iniciada em dezembro de 2017.

Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.

e) Acompanhamento dos projetos dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul ("Gralha Azul") e Novo Estado ("Novo Estado")

Em 2022, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado obtiveram novas autorizações do ONS para operação comercial parcial de suas linhas de transmissão. Gralha Azul e Novo Estado alcançaram 94% e 49% da RAP mensal em 12.2022 e dos ativos em operação comercial em 31.12.2022, respectivamente. A expectativa de entrada em operação comercial total de Gralha Azul e Novo Estado está prevista para março de 2023 e abril de 2023, respectivamente.

f) Aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá ("Serra do Assuruá")

Em 21.06.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ativos e outras avenças, foi concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá junto à PEC Energia S.A. ("PEC") pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP"), controlada direta da Companhia. Mais informações vide Nota 12 – Intangível.

Adicionalmente, em 30.09.2022, a Companhia comunicou ao mercado a assinatura do contrato de fornecimento de até 188 aerogeradores com a Vestas do Brasil Energia Eólica Ltda, iniciando a implantação de Serra do Assuruá, cuja entrada em operação comercial está prevista para o 2° semestre de 2024.

Ademais, em 22.12.2022, a Companhia comunicou ao mercado a assinatura do contrato de financiamento com o BNDES destinado à implantação de Serra do Assuruá no montante de R$ 1,5 bilhão e prazo de amortização de 252 meses, com a primeira prestação vencendo em dezembro de 2025. Mais informações vide Nota 15 – Instrumentos de dívida.

g) Leilão de transmissão n° 01/2022 da Aneel – Gavião Real Transmissora de Energia Ltda. ("Gavião Real")

Em 30.06.2022, a Companhia arrematou o lote 7 no leilão de transmissão n° 01/2022 promovido pela Aneel, em consórcio com sua subsidiária integral ENGIE Transmissão de Energia II ("ETP II"), o qual prevê a ampliação de uma subestação complementar ao projeto Novo Estado e um trecho de seccionamento de uma linha de distribuição. Abaixo seguem informações sobre o leilão:

Lote	RAP máxima	RAP contratada	Deságio	Investimento previsto pela Aneel
7	R$ 16 milhões	R$ 6 milhões	59,9%	R$ 110 milhões

O prazo da concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados da data de assinatura do contrato de concessão ocorrida em 30.09.2022. O início da construção e a expectativa de entrada em operacional comercial total estão previstos para maio de 2023 e fevereiro de 2024, respectivamente. Mais informações, vide Nota 7 – Ativo de contrato.

h) Impactos da guerra na Ucrânia

Após quatro meses de crise com o Ocidente, a Rússia decidiu atacar a Ucrânia em 24.02.2022, acirrando o mais grave conflito militar na Europa desde a Segunda Guerra Mundial.

Diante disso, existem efeitos das sanções econômicas à Rússia, como: (i) sanções do setor de serviços financeiros; (ii) restrições do setor de energia; (iii) restrições geográficas; (iv) restrições para fazer negócios na Rússia; (v) controles e exportação; e (vi) restrições similares contra a Bielorrússia.

Como principal impacto, nota-se o aumento de preços do petróleo, do gás natural, de grãos e de outras *commodities*, visto que a redução repentina de oferta destes produtos eleva o preço no mercado internacional. O impacto sobre a economia pode ser grande, a depender do tamanho e extensão da guerra, o que pode reduzir as perspectivas de crescimento econômico.

No exercício de 2022, a Companhia não apurou impactos decorrentes da guerra na Ucrânia em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas. A Companhia não possui contratos com nenhuma parte envolvida no conflito. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da guerra, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos.

NOTA 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Base de preparação

As demonstrações contábeis consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade – IFRS, emitidas pelo IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da CVM e os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo CPC e aprovados pelo CFC e pela CVM.

As normas contábeis brasileiras estão convergentes com as normas internacionais – IFRS, exceto pelos registros no balanço da controladora (i) das operações controladas em conjunto que, pelas normas brasileiras, são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, de acordo com as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, é previsto que os ativos, os passivos e os resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento; e (ii) das capitalizações de juros sobre capital de terceiros captados na controladora cujo ativo qualificável está em uma controlada, as quais nas demonstrações contábeis da controladora impactam o investimento pelas normas contábeis brasileiras, enquanto não há previsão desta contabilização nas demonstrações contábeis individuais de acordo com as IFRS.

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

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, o qual apresenta informações comparativas em relação ao exercício anterior.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

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

c) Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza que possa gerar dúvidas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, conforme CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações contábeis individuais e consolidadas foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

d) Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia. Nas demonstrações contábeis individuais, os investimentos da Companhia são contabilizados com base no método da equivalência patrimonial.

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

	Investidor	Segmento operacional	Participação no capital (%) 31.12.2022	31.12.2021
Controladas integrais diretas				
Companhia Energética Estreito ("CEE")[1]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda ("Miranda")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")[2]	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")[3]	ENGIE	Geração	-	99,99
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")	ENGIE	*Trading*	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")	ENGIE	Transmissão	99,99	99,99
Gavião Real Transmissora de Energia S.A. ("Gavião Real")	ENGIE	Transmissão	99,99	-
Safira Transmissão de Energia Participações S.A. ("Safira")	ENGIE	Transmissão	99,99	-
ENGIE Comercializadora de Gás Ltda ("ECG")	ENGIE	Gás	99,90	99,90
ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD")[3]	ENGIE	Painéis Solares	-	99,99
Operação em conjunto				
Itá Energética S.A. ("Itasa")[4]	ENGIE	Geração	48,75	48,75
Controladas indiretas				
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Assu Sol Solar Participações e Geração de Energia SPE S.A.[5] ("Assu Sol") e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Campo Largo Solar Participações e Geração de Energia Ltda.	ECP	Geração	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações S.A. ("CLWP Br")[2] e controladas[3 e 6]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações S.A. ("CLWP Br II")[2] e controladas[3 e 7]	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil III Participações Ltda. ("CLWP Br III")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará Ltda. ("EEC")[2] e controladas[3 e 8]	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste Ltda. ("EEN")[2] e controladas[3 e 8]	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. ("ENGIE Solar")	ECP	Geração	99,99	-
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	Geração	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	ECP	Geração	95,00	95,00
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	ECP	Geração	99,99	99,99
Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	-
Santo Agostinho Participações S.A.[2] e controladas[3 e 9]	ECP	Geração	99,99	99,99
Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	-
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações S.A. ("Umburanas")[2] e controladas[3 e 10]	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações 2 Ltda. ("Umburanas 2")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações IV S.A. ("ETP IV")[2]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Gralha Azul Participações S.A. [11] ("GAP")[2] e controlada[3]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Novo Estado Participações S.A. ("NEP")[2] e controlada[3]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99

(1) Inclui o Consórcio Estreito.
(2) *Holding*.
(3) Para maiores informações vide Nota 10 – Investimentos.
(4) Inclui o Consórcio Itá.
(5) Nova denominação da Assu Sol Geração de Energia SPE S.A.
(6) Incluem o Consórcio Campo Largo.
(7) Incluem o Consórcio Campo Largo II.
(8) Incluem os Consórcios Trairi e Faísa Trairi.
(9) Incluem o Consórcio Santo Agostinho.
(10) Incluem o Consórcio Umburanas.
(11) Nova denominação da ENGIE Transmissão de Energia Participações III S.A.

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

Os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da operação em conjunto "Itasa" são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia. A Companhia também possui participação em consórcios (operação em conjunto em entidades sem personalidade jurídica), os quais estão descritos no quadro acima, exceto pelo Consórcio Machadinho, cuja participação direta é da ENGIE Brasil Energia, para as quais os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

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

Adicionalmente, a Companhia detém participação de 32,5% no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.

Quando a Companhia perde o controle exercido sobre uma controlada, é efetuada a baixa dos correspondentes ativos e passivos da controlada pelo seu valor contábil na data em que o controle é perdido.

e) Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

f) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

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

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

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, de premissas ou de condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e as premissas utilizadas nas estimativas, foram incluídos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir. As principais notas explicativas vinculadas a aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são:

Estimativa	Nota Explicativa
Determinação dos valores justos dos instrumentos financeiros derivativos	14 e 15
Determinação da vida útil do ativo imobilizado e intangível	11 e 12
Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração	10, 11 e 12
Mensuração a valor justo de ativos não circulantes mantidos para venda	8
Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos	19
Taxa de desconto aplicada nas obrigações com benefícios de aposentadoria	17
Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo	23 e 24
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	18
Provisão para desmobilização de ativos de geração	18

f.1) Instrumentos financeiros derivativos

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

f.2) Vida útil do ativo imobilizado

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

f.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa e de vida útil indefinida, especialmente, os ativos imobilizados, intangíveis e investimentos. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para avaliar se há evidências de que o montante dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida 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 com intenção de venda.

f.4) Mensuração a valor justo de ativos não circulantes mantidos para venda

A mensuração do valor justo de ativos classificados como mantidos para venda teve como base o valor de venda, líquido dos custos, constante no contrato de compra e venda das ações da subsidiária Pampa Sul assinado em 15.09.2022, entre a Companhia e a EBC, na qualidade de vendedoras, e Grafito e Space X, na qualidade de compradoras.

f.5) Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes, provenientes de diferenças temporárias, está baseada no período de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros.

Os critérios utilizados para a realização de cada item estão relacionados com a previsibilidade de realização do valor principal que originou a diferença temporária. Quando a expectativa de realização do item é de difícil previsão, principalmente por não ser de controle da Companhia, tais como provisões para litígios, a Companhia adota históricos de realização para projetar sua realização futura. A realização dos valores de prejuízo fiscal e base negativa acompanham as possibilidades de compensação considerando os lucros futuros e o limite estabelecido na legislação.

f.6) 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.

f.7) Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo

Os registros das transações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo são reconhecidos pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto das sobras ou déficits de energia contabilizadas em determinado mês, pelo PLD correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Companhia.

f.8) Provisões

- Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

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

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

- 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) Novas normas, alterações e interpretações

O IASB e o CPC emitiram revisões às normas existentes, aplicáveis a partir de 01.01.2022. A relação destas revisões aplicáveis e adotadas pela Companhia e respectivos impactos é apresentada a seguir:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 19				
Pronunciamentos Técnicos CPC 15 (R1) - Combinação de negócios, CPC 25 - Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes, CPC 27 - Ativo imobilizado, CPC 29 - Ativo biológico e produto agrícola, CPC 37 (R1) - Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade e CPC 38 - Instrumentos financeiros.	*Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020; Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use; Onerous contracts - Costs of Fulfilling a contract*; e *Reference to the Conceptual Framework*	01.10.2021	01.01.2022	Sem impactos relevantes. Com as alterações do *Proceeds before Intended Use*, as receitas de teste foram registradas no resultado da Companhia, a partir da data de aplicação da norma, e os efeitos, assim como os demais itens, não são relevantes.

h) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

A partir de 01.01.2023, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Pronunciamento Técnico CPC nº 50				
Este Pronunciamento vem substituir a norma atualmente vigente sobre Contratos de seguro (CPC 11).	IFRS 17	07.05.2021	01.01.2023	Não aplicável à Companhia.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 20				
Pronunciamentos Técnicos CPC 11 – Contratos de seguro; CPC 15 (R1) – Combinação de negócios; CPC 21 (R1) – Demonstração intermediária; CPC 23 – Políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro; CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis; CPC 27 – Ativo imobilizado; CPC 32 – Tributos sobre o lucro; CPC 37 (R1) – Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade; CPC 30 (R1) – Instrumentos financeiros: evidenciação; CPC 37 – Receita de contrato com cliente; e CPC 39 – Contabilização e relatório contábil de planos de benefício de aposentadora.	*Classification of Liabilities as Current or Non-current; Extension of the Temporary Exemption from applying IFRS 9; Definition of Accounting Estimates; Disclosure of Accounting Policies; e Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction*	01.03.2022	01.01.2023 (ajuste CPC 37, aplicação imediata)	Sem impactos relevantes.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 21				
Pronunciamentos Técnicos CPC 01 (R1) – Redução ao valor recuperável de ativos; CPC 03 (R2) – Demonstração dos fluxos de caixa; CPC 03 (R1) – Ativo intangível; CPC 15 (R1) – Combinação de negócios; CPC 18 (R2) – Investimento em coligada, em controlada e empreendimento controlado em conjunto; CPC 25 – Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes; CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis; CPC 27 – Ativo imobilizado; CPC 28 – Propriedade para investimento; CPC 31 – Ativo não circulante mantido para venda e operação descontinuada; CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados; CPC 37 (R1) – Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade; CPC 39 – Instrumentos financeiros: apresentação; CPC 30 (R1) – Instrumentos financeiros: evidenciação; CPC 37 – Receita de contrato com cliente; CPC 38 – Instrumentos financeiros; e CPC 50 – Contratos de seguro.	IFRS 9 e IFRS 17	03.11.2022	01.01.2023	Não aplicável à Companhia.
Alteração no IFRS 16				
O IASB emitiu alterações referentes aos contratos de arrendamentos em transações de *sale and laseback*.	IFRS 16	Emissão a nível de IASB	01.01.2023	Não aplicável à Companhia.

i) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 16.02.2023.

NOTA 3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Prática contábil:

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e depósitos bancários à vista	**10.778**	**2.529**	**89.742**	**51.915**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	309.757	2.556.143	2.105.510	5.071.186
Outras aplicações financeiras	470	536	40.635	33.305
	310.227	**2.556.679**	**2.146.145**	**5.104.491**
	321.005	**2.559.208**	**2.235.887**	**5.156.406**

As aplicações financeiras da Companhia estão concentradas, substancialmente, no fundo exclusivo Energy Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE), cuja gestão é feita pelo Banco Santander. O fundo tem como política a alocação do seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco, tendo, em 31.12.2022, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2022 e 2021 foi de cerca de 99,7% e 99,0% do CDI (taxa referencial), respectivamente.

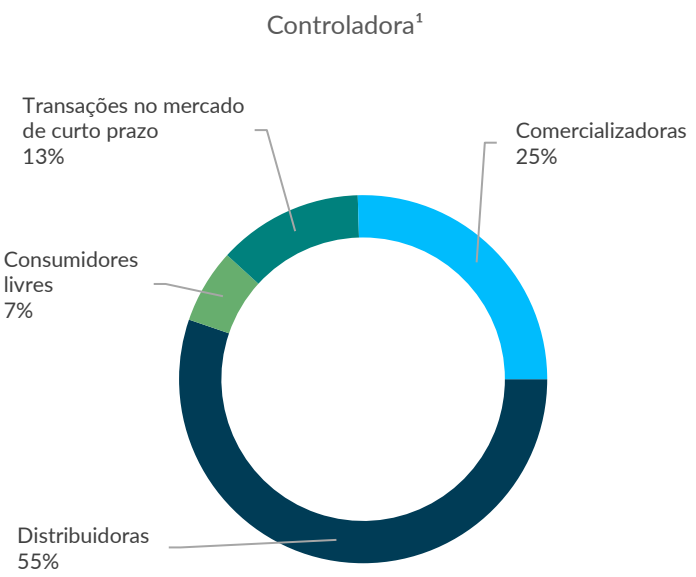
NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Prática contábil:

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Distribuidoras	305.762	292.911	470.087	506.659
Consumidores livres	36.095	34.486	376.507	356.009
Transações no mercado de curto prazo	70.658	6.180	102.078	109.943
Comercializadoras	140.944	160.440	84.422	57.197
Operações de *trading*	-	-	50.086	86.100
Encargo de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	48.197	2.574
Outros	-	-	20.853	19.877
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.180)	(6.180)	(9.113)	(24.254)
Ativo circulante	**547.279**	**487.837**	**1.143.117**	**1.114.105**
Consumidores livres	-	1.454	5.402	9.243
Distribuidoras	748	748	748	748
Ativo não circulante[1]	**748**	**2.202**	**6.150**	**9.991**
	548.027	**490.039**	**1.149.267**	**1.124.096**

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





(1) Os valores referentes à provisão para perda de crédito esperado representam 1% do valor total da controladora e do consolidado.

O prazo médio de recebimento para a atividade de transmissão de energia é de, aproximadamente, 25 dias. A atividade de comercialização de energia por meio de contratos possui um prazo de, aproximadamente, 22 dias, contados do primeiro dia do mês subsequente à venda, enquanto o prazo dos valores liquidados na CCEE é de, aproximadamente, 45 dias.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Vencidos até 30 dias	-	1.486	6.691	5.242
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.180	6.180	9.113	24.254
Outros	50	8	11.556	3.205
	6.230	**7.674**	**27.360**	**32.701**

Em 2022, a Companhia reverteu R$ 15 milhões de perdas de crédito esperadas, em decorrência de acordo firmado com cliente, tendo recebido os saldos que estavam em aberto. A mutação dos saldos, referente às perdas de crédito esperadas, foi a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	**(6.180)**	**(21.338)**
Provisão	-	(2.916)
Saldos em 31.12.2021	**(6.180)**	**(24.254)**
Reversão	-	15.141
Saldos em 31.12.2022	**(6.180)**	**(9.113)**

NOTA 5. DEPÓSITOS VINCULADOS

Prática contábil:

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Garantias de posição devedora na CCEE	30.877	27.945	32.575	29.349
Depósitos para reinvestimento	-	2.466	1.944	4.410
Garantias de financiamento	-	559.487	8	559.487
Garantias de compromissos contratuais	-	-	-	45.360
Ativo circulante	**30.877**	**589.898**	**34.527**	**638.606**
Garantias de financiamento	10.741	9.106	229.090	259.164
Outros	-	-	6.880	6.268
Ativo não circulante	**10.741**	**9.106**	**235.970**	**265.432**
	41.618	**599.004**	**270.497**	**904.038**

a) Garantias de financiamento

As garantias de financiamento visam assegurar ao credor o pagamento dos serviços de dívida, com o BNDES, BNB, BASA e debêntures, emitidas por suas controladas, assim como o pagamento dos serviços de operação e manutenção, em caso de inadimplemento das beneficiárias, conforme previsto nos instrumentos contratuais. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e a três meses das despesas contratuais de operação e de manutenção. Em 09.11.2022, a Companhia liquidou a dívida com o Scotiabank e efetuou o resgate da totalidade do saldo vinculado em garantia.

b) Garantias de compromissos contratuais

Os depósitos foram efetuados com o objetivo de garantir o cumprimento de determinados compromissos contratuais assumidos pelo vendedor da Novo Estado. Em dezembro de 2022, a Companhia efetuou o resgate da totalidade do saldo depositado, dando por encerrados os compromissos assumidos.

NOTA 6. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Prática contábil:

Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa por meio do RBO, para recuperação do investimento na aquisição de outorgas de concessão de usinas hidrelétricas licitadas pela União. Foi registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros garantidos e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa utilizada para o cálculo do valor presente. Os ativos financeiros de concessões são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

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

Como parte do processo do Leilão, a Companhia tem assegurado pelo Poder Concedente o direito à venda de 70% da garantia física das usinas, no Sistema de Cota de Garantia Física, garantindo, assim, o direito incondicional de receber caixa durante o período de concessão, sem riscos de demanda, de mercado e hidrológicos. Dessa forma, a parcela do montante pago pela outorga da concessão, correspondente ao valor presente dos fluxos de caixa futuros, calculado com base na taxa de desconto de referência na data do reconhecimento inicial (10,5%), a serem recebidos pela venda da energia no ACR, foi reconhecida como ativo financeiro.

O direito de extensão do prazo de concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, tratada na Nota 12 – Intangível, de aproximadamente 6 meses, não gerou direitos adicionais de recebimento de RBO.

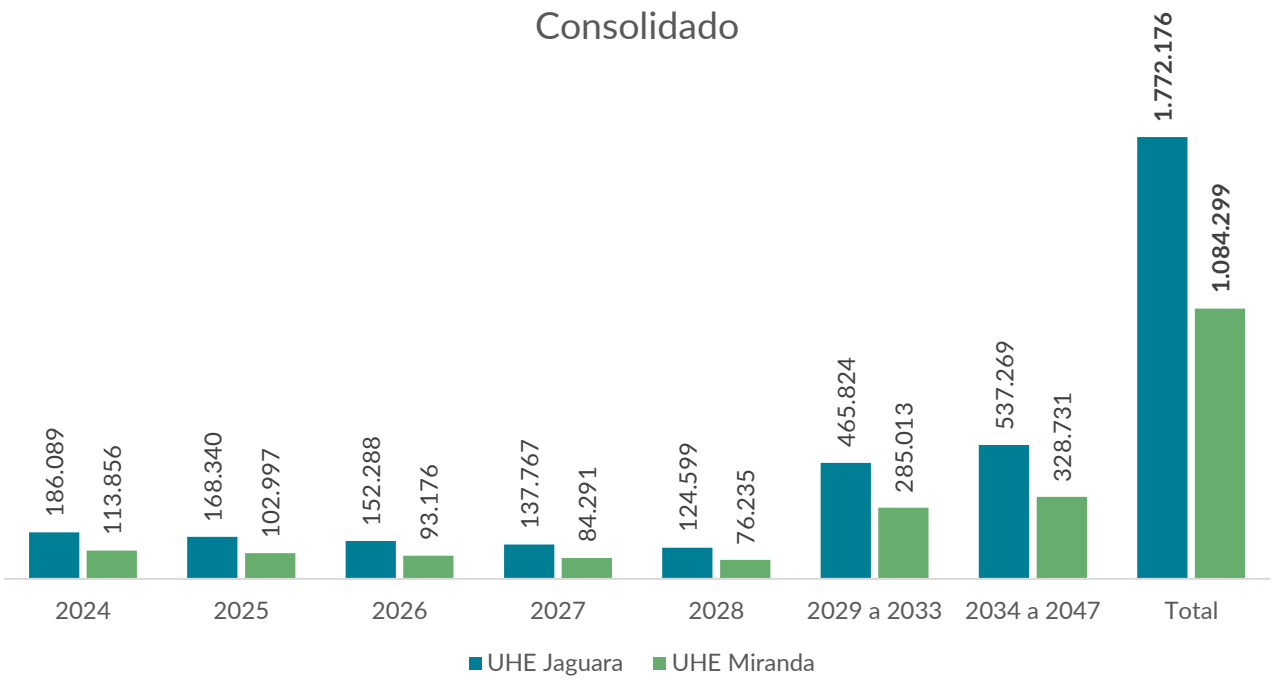
a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
UHE Jaguara	225.704	1.772.176	1.997.880	206.990	1.693.159	1.900.149
UHE Miranda	138.098	1.084.299	1.222.397	126.648	1.035.953	1.162.601
	363.802	**2.856.475**	**3.220.277**	**333.638**	**2.729.112**	**3.062.750**

b) Mutação do ativo financeiro de concessão

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2020	**1.740.113**	**1.064.683**	**2.804.796**
Recebimentos	(185.205)	(113.321)	(298.526)
Juros	151.559	92.729	244.288
Variação monetária	193.682	118.510	312.192
Saldos em 31.12.2021	**1.900.149**	**1.162.601**	**3.062.750**
Recebimentos	(203.467)	(124.496)	(327.963)
Juros	150.329	91.976	242.305
Variação monetária	150.869	92.316	243.185
Saldos em 31.12.2022	**1.997.880**	**1.222.397**	**3.220.277**

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



NOTA 7. ATIVO DE CONTRATO

Prática contábil:

Os contratos de concessão definem o serviço público de transmissão de energia elétrica como o serviço prestado mediante a construção (implementação de infraestrutura) e a O&M de instalações de transmissão. Com base nisto, foram definidas as obrigações de performance contidas nestes contratos de concessão, que são: (i) construção e melhorias; e (ii) O&M. Desta forma, a Companhia aloca a receita proveniente destes contratos a cada uma dessas obrigações de performance, considerando os custos estimados a cada uma delas, adicionados de uma margem de lucratividade.

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

O reconhecimento da receita de construção de infraestrutura de transmissão considera os custos efetivamente incorridos na obra, incrementados pela margem de construção apurada para o projeto, sendo os ganhos ou as perdas (eficiências ou ineficiências na construção), identificados ao longo da fase de construção, registrados quando incorridos, de forma tempestiva, em linha de custo.

A margem de construção é auferida pela proporção do montante previsto para "o gerenciamento e/ou acompanhamento da obra" em relação ao "CAPEX do Projeto", ambos definidos nos respectivos planos de negócios. As margens propostas, líquidas dos encargos incidentes, são suficientes para cobrir os custos de gerenciamento da construção.

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

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Novo Estado	301.006	3.623.647	3.924.653	170.154	2.906.591	3.076.745
Gralha Azul	257.173	2.271.934	2.529.107	217.375	2.029.510	2.246.885
Gavião Real	-	195	195	-	-	-
	558.179	**5.895.776**	**6.453.955**	**387.529**	**4.936.101**	**5.323.630**

b) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado			
	Novo Estado	Gralha Azul	Gavião Real	Total
Saldos em 31.12.2020	**1.593.863**	**1.367.556**	**-**	**2.961.419**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	1.415.712	738.836	-	2.154.548
Perdas por ineficiência na construção	(288.659)	(180.830)	-	(469.489)
Juros	160.732	153.726	-	314.458
Variação monetária	195.917	170.688	-	366.605
Recebimentos RAP construção	(820)	(3.091)	-	(3.911)
Saldos em 31.12.2021	**3.076.745**	**2.246.885**	**-**	**5.323.630**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	772.289	141.902	193	914.384
Perdas (ganhos) por ineficiência (eficiência) na construção	(187.896)	(29.354)	1	(217.249)
Juros	200.481	186.089	1	386.571
Variação monetária	194.510	174.038	-	368.548
Recebimentos RAP construção	(131.476)	(190.453)	-	(321.929)
Saldos em 31.12.2022	**3.924.653**	**2.529.107**	**195**	**6.453.955**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	301.006	257.173	-	558.179
Ativo não circulante	3.623.647	2.271.934	195	5.895.776
	3.924.653	**2.529.107**	**195**	**6.453.955**

Em 2022, os Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul tiveram autorizações adicionais pela ONS de entradas em operação comercial parciais, o que representa, em 12.2022, 49% e 94% de suas RAP mensais, respectivamente.

c) Perdas (ganhos) por ineficiência (eficiência) na implementação de infraestrutura de transmissão

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

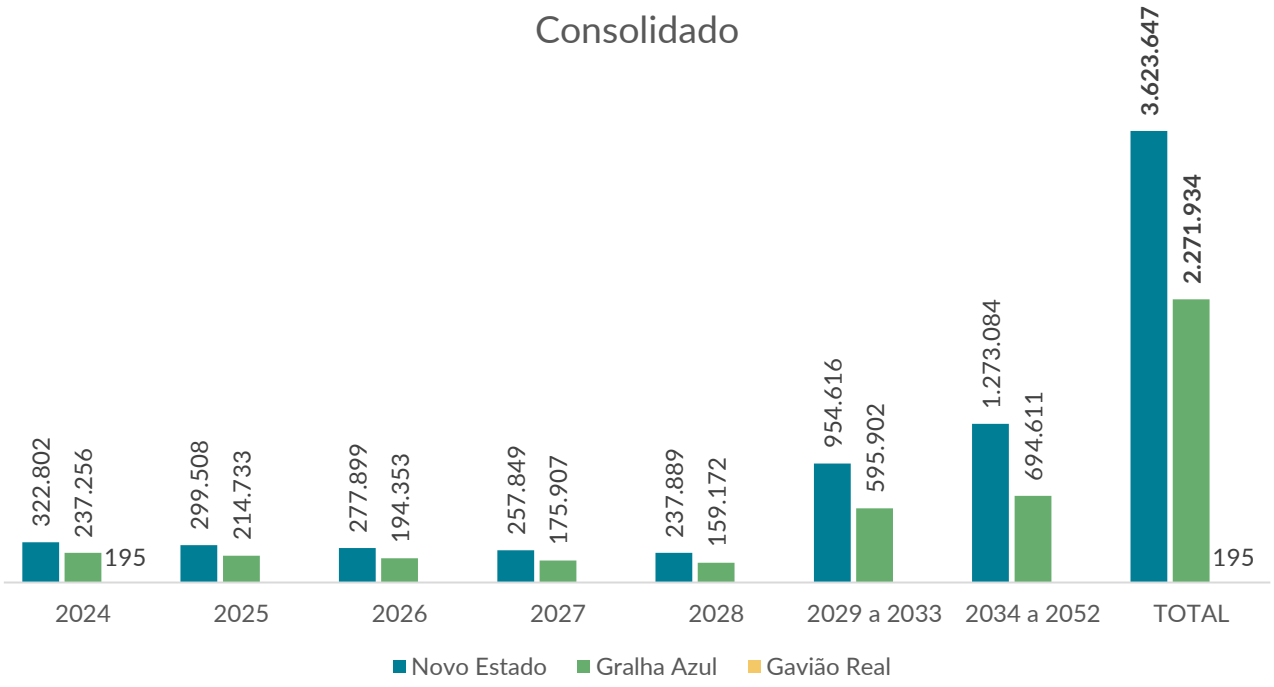
No exercício corrente, a Companhia reconheceu perda, líquida, por ineficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 217.249 (em 2021 houve o reconhecimento de perda, no montante de R$ 469.489). A perda reconhecida foi motivada, substancialmente, pelo aumento do CAPEX previsto para a implantação dos Sistemas de Transmissão, bem como da postergação da entrada em operação comercial de cada etapa dos projetos.

d) Premissas adotadas e outras informações relevantes

Premissas adotadas e outras informações relevantes	Novo Estado[1]	Gralha Azul	Gavião Real
Margem de construção	2,24%	2,66%	2,66%
Margem de operação e manutenção	55,55%	37,39%	20,08%
Taxa de remuneração	7,79%	10,49%	6,67%
RAP anual, líquida de encargos (valor nominal)	313.100	231.725	6.485
RAP anual – Construção (valor nominal)	270.416	207.222	6.278
CAPEX nominal estimado do projeto, em 31.12.2022	3,3 bilhões	1,8 bilhão	77,8 milhões
Índice de correção dos contratos	IPCA	IPCA	IPCA
Custo de construção incorrido até 31.12.2022	3.557.177	2.084.291	188
Estimativa para entrada total em operação comercial	04.2023	03.2023	02.2024
Data da próxima Revisão Tarifária Periódica	07.2023	07.2023	07.2028
Prazo da concessão	30 anos	30 anos	30 anos
Data assinatura contrato de concessão	08.03.2018	08.03.2018	30.09.2022
Vigência do contrato de concessão	03.2048	03.2048	09.2052
Leilão	002/2017	002/2017	01/2022
Lote adquirido	Lote 3	Lote 1	Lote 7
Deságio em relação à receita máxima determinada pela Aneel	35,7%	34,8%	59,9%
Quantidade de subestações	1	5	n/a[2]
Extensão da linha de transmissão	1.800 km	1.000 km	1 km

(1) Em 18.05.2021, por meio da Resolução Autorizativa n° 9.996, a Aneel autorizou a Novo Estado a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade.
(2) Aplicação em subestação de terceiros.

e) Perfil de realização do ativo de contrato apresentado no ativo não circulante



NOTA 8. ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

Prática contábil:

O ativo é classificado como mantido para venda quando o seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de venda e não por meio do seu uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual e sua venda for considerada altamente provável. Esse ativo é mensurado pelo menor valor entre o seu valor contábil e o seu valor justo, líquido das despesas de venda, e apresentado de forma segregada no balanço patrimonial.

As principais categorias dos ativos e dos passivos mantidos para venda são estas:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Imobilizado mantido para venda	4.577	4.577	4.577	4.577
Investimentos mantidos para venda				
Ativos	322.530	-	2.328.201	-
Passivos relacionados aos ativos	-	-	(2.005.671)	-
Ativo líquido	**322.530**	**-**	**322.530**	**-**
	327.107	**4.577**	**327.107**	**4.577**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo	327.107	4.577	2.332.778	4.577
Passivo[1]	-	-	(2.005.671)	-
	327.107	**4.577**	**327.107**	**4.577**

(1) Apresentado na rubrica "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda".

a) Imobilizado mantido para venda

Refere-se aos bens do empreendimento termelétrico não operacional Jacuí, que haviam sido concedidos em garantia e foram recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia, em 2014, em ação de execução movida para a cobrança de valores a receber decorrentes da venda da referida usina. A Companhia está em processo de venda dos ativos.

b) Investimentos mantidos para venda

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o contrato de compra e venda das ações da subsidiária Pampa Sul entre a Companhia e a EBC, na qualidade de vendedoras; e Grafito e Space X, na qualidade de compradoras. Com isto, foram atingidos os requisitos para classificação da subsidiária como mantida para venda.

O preço de venda de 100% da participação societária em Pampa Sul será de até R$ 449.500, dos quais R$ 50.000 serão pagos no fechamento da transação e o montante restante está sujeito ao atendimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda.

Em 31.12.2022, a estimativa do valor de venda, líquido dos custos, era de R$ 422.530, sendo inferior ao valor contábil da subsidiária. Desta forma, os ativos mantidos para venda estão mensurados pelo valor justo, líquido dos custos de venda a serem realizados em períodos futuros. A Companhia registrou, até 31.12.2022, o montante de R$ 1.205.158, como provisão para redução ao valor recuperável sobre o grupo de ativos mantido para venda, referente a diferença entre seu valor contábil e seu valor justo. Esse montante foi registrado no resultado na rubrica "Provisão para redução ao valor recuperável de ativos".

	31.12.2022
Patrimônio líquido a valor contábil	1.268.447
Juros sobre capital de terceiros	259.241
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(1.205.158)
Ativo líquido	**322.530**
Aumento de capital a realizar até o *closing*	100.000
Valor justo	**422.530**

b.1) Ativos e passivos mantidos para venda

Os principais ativos e passivos da subsidiária Pampa Sul classificados como mantidos para venda em 31.12.2022 estão demonstrados a seguir:

	31.12.2022			31.12.2022	
	Valor contábil	**Valor justo**		**Valor contábil**	**Valor justo**
ATIVO CIRCULANTE			**PASSIVO CIRCULANTE**		
Caixa e equivalentes de caixa	61.839	61.839	Fornecedores	57.614	57.614
Contas a receber de clientes	51.971	51.971	Instrumentos de dívida	71.372	71.372
Estoques	126.300	126.300	Imposto de renda e contribuição social diferidos[1]	-	133.549
Outros ativos circulantes	67.062	67.062	Outros passivos circulantes	25.821	25.821
	307.172	**307.172**		**154.807**	**288.356**
ATIVO NÃO CIRCULANTE			**PASSIVO NÃO CIRCULANTE**		
Realizável a Longo Prazo			Instrumentos de dívida	1.717.157	1.717.157
Depósitos vinculados	111.331	111.331	Outros passivos não circulantes	158	158
Imposto de renda e contribuição social diferidos	33.798	33.798		**1.717.315**	**1.717.315**
Outros ativos não circulantes	4.997	4.997			
	150.126	**150.126**			
Imobilizado	**2.678.315**	**1.865.947**			
Intangível	**4.956**	**4.956**			
	2.833.397	**2.021.029**			
Total dos ativos	**3.140.569**	**2.328.201**	**Total dos passivos relacionados aos ativos**	**1.872.122**	**2.005.671**

(1) O montante refere-se aos tributos diferidos calculados sobre os juros sobre capital de terceiros registrados na controladora e, por este motivo, não estão apresentados líquidos dos tributos diferidos constituídos pela subsidiária Pampa Sul.

Abaixo estão apresentados os principais saldos transferidos para ativos e passivos mantidos para venda:

b.1.1) Imobilizado

b.1.1.1) Composição

	31.12.2022		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Máquinas e equipamentos	2.572.980	(355.203)	2.217.777
Edificações e benfeitorias	281.134	(22.637)	258.497
Reservatórios, barragens e adutoras	197.299	(12.370)	184.929
Móveis e utensílios	1.168	(191)	977
Veículos	18	(8)	10
Direito de uso de arrendamentos	155	(73)	82
	3.052.754	**(390.482)**	**2.662.272**
Em curso			
Máquinas e equipamentos	7.514	-	7.514
Edificações e benfeitorias	8.509	-	8.509
Aquisições a ratear	20	-	20
	16.043	**-**	**16.043**
	3.068.797	**(390.482)**	**2.678.315**

b.1.1.2) Ajuste a valor justo

	31.12.2022
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	1.205.158
Juros sobre capital de terceiros	(259.241)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos ajustada	**945.917**
Ajuste a valor justo - Imobilizado	812.368
Ajuste a valor justo - Imposto de renda e contribuição social diferidos	133.549
Ajuste a valor justo	**945.917**

b.1.2) Instrumentos de dívida

b.1.2.1) Composição

	31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos			
BNDES	32.091	726.520	758.611
Encargos	2.800	-	2.800
	34.891	**726.520**	**761.411**
Debêntures			
Debêntures - 1ª emissão	10.003	386.918	396.921
Debêntures - 2ª emissão	13.315	603.719	617.034
Encargos	13.163	-	13.163
	36.481	**990.637**	**1.027.118**
	71.372	**1.717.157**	**1.788.529**

b.1.2.2) Condições contratadas

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2022
			Encargos	Principal		
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	-	TJLP + 3,09% a.a.[2]	Mensais	Mensais	01.2036	761.411
Debêntures						
1ª Emissão - Série 1	102.000	IPCA + 6,25% a.a.	Semestrais a partir de 10.2021	Semestrais a partir de 10.2021	04.2028	113.765
1ª Emissão - Série 2	238.000	IPCA + 7,50% a.a.	Semestrais a partir de 10.2021	Semestrais a partir de 10.2028	10.2036	288.878
2ª Emissão - Série 1	150.000	IPCA + 4,50% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	14 parcelas semestrais a partir de 10.2021	04.2028	158.136
2ª Emissão - Série 2	432.000	IPCA + 5,75% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	17 parcelas semestrais a partir de 10.2028	10.2036	466.339

(1) Aplicável somente para debêntures.
(2) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

NOTA 9. OUTROS ATIVOS

Prática contábil

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável, ou pelo menor valor entre o custo médio ponderado e o seu valor realizável líquido, como no caso dos Estoques.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica[1]	106.097	-	106.097	-
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	64.256	77.272	85.507	100.596
Créditos fiscais a recuperar[2]	1.066	2.398	72.183	123.448
Estoques	20.431	19.267	59.313	151.146
Alienação de subsidiária	52.287	114.233	52.287	114.233
Imposto de renda e contribuição social diferidos[2]	-	-	50.579	61.135
Despesas pagas antecipadamente	25.705	18.141	43.740	38.302
Crédito de Imposto de renda e contribuição social[2]	19.209	19.209	32.803	34.787
Alienações e serviços em curso	33.773	35.494	29.539	32.135
Contas a receber de clientes[3]	748	2.202	6.150	9.991
Adiantamento a empregados	5.414	2.966	5.667	3.609
Outros valores a receber	50.253	68.000	107.630	90.604
	379.239	**359.182**	**651.495**	**759.986**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	191.273	149.677	318.872	385.525
Ativo não circulante	187.966	209.505	332.623	374.461
	379.239	**359.182**	**651.495**	**759.986**

(1) Mais informações vide Nota 18 – Provisões e depósitos judiciais.
(2) Mais informações vide Nota 19 – Tributos e outras obrigações regulatórias.
(3) Mais informações vide Nota 4 – Contas a receber de clientes

a) Prêmio de risco a apropriar – Repactuação do risco hidrológico

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

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

b) Alienação de subsidiária

Corresponde à segunda parte do valor a receber pela alienação da subsidiária Diamante, cujo recebimento se dará em cinco parcelas atualizadas mensalmente pelo IPCA. Até 31.12.2022 a Companhia recebeu R$ 74.640, equivalente a 3 parcelas, e o saldo remanescente será recebido até fevereiro de 2023.

NOTA 10. INVESTIMENTOS

Prática contábil:

Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

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

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

Investimentos em negócios em conjunto

Operações em conjunto

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

Empreendimento controlado em conjunto

A Companhia detém participação em empreendimento controlado em conjunto referente ao controle compartilhado da TAG. O investimento em empreendimento controlado em conjunto é inicialmente contabilizado pelo valor de custo e, posteriormente, reconhecido pelo método de equivalência patrimonial. Os resultados de empreendimento controlado em conjunto são reconhecidos na linha de "Equivalência patrimonial" na demonstração do resultado individual e consolidada, enquanto variações em outros resultados abrangentes são apresentadas como parte de outros resultados abrangentes da Companhia.

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

Combinação de negócios na aquisição de investimentos

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

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O ágio decorrente da combinação de negócios, o qual é registrado no intangível, é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	**31.12.2021**	**31.12.2022**	**31.12.2021**
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Valor patrimonial do investimento	13.875.691	13.702.984	2.832.769	2.193.054
Impairment do valor patrimonial do investimento	-	(1.157.506)	-	-
	13.875.691	**12.545.478**	**2.832.769**	**2.193.054**
Mais valia na aquisição de investimentos	50.124	53.465	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	173.654	173.654	173.654	173.654
	14.099.469	**12.772.597**	**3.006.423**	**2.366.708**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora									
	Saldos em 31.12.2021	Aumento de capital	Redução de capital	Aquisição / Alienação de subsidiária	*Impairment*, líquido	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA e Reserva de capital[1]	Transferência para ANCMV[2]	Saldos em 31.12.2022
Controladas										
ECP	**4.339.999**	1.512.296	(274.635)	-	-	496.931	(634.216)	(258.594)	-	**5.181.781**
Jaguara	**1.323.204**	-	-	-	-	212.265	(29.309)	-	-	**1.506.160**
ETP II	**1.120.148**	451.217	(200.000)	-	-	32.575	-	-	-	**1.403.940**
CEE	**1.667.660**	-	(380.000)	-	-	324.243	(247.951)	-	-	**1.363.952**
Miranda	**881.448**	-	-	-	-	135.154	(60.039)	-	-	**956.563**
EBC	**408.461**	-	-	-	-	36.734	(100.000)	-	-	**345.195**
Pampa Sul	**325.022**	104.100	-	-	(125.186)	18.599	-	(5)	(322.530)	**-**
Outros	**99.532**	270	(7.500)	(71.393)	77.534	6.456	(10.000)	-	-	**94.899**
Operação em conjunto										
Itasa	**186.950**	-	-	-	-	3.878	(396)	-	-	**190.432**
Empreendimento controlado em conjunto										
TAG	**2.193.054**	-	-	-	-	727.136	(503.750)	416.329	-	**2.832.769**
	12.545.478	**2.067.883**	**(862.135)**	**(71.393)**	**(47.652)**	**1.993.971**	**(1.585.661)**	**157.730**	**(322.530)**	**13.875.691**

(1) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes e reserva de capital.
(2) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

	Controladora								
	Saldos em 31.12.2020	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Alienação de subsidiária	*Impairment*	Saldos em 31.12.2021
Controladas									
ECP	**4.060.695**	682.439	(598.442)	138.196	-	57.111	-	-	**4.339.999**
Jaguara	**1.132.463**	-	-	210.763	(20.022)	-	-	-	**1.323.204**
ETP II	**490.016**	781.747	-	(151.615)	-	-	-	-	**1.120.148**
CEE	**1.735.564**	-	-	389.159	(457.063)	-	-	-	**1.667.660**
Miranda	**762.769**	-	-	131.137	(12.458)	-	-	-	**881.448**
EBC	**301.850**	-	-	106.611	-	-	-	-	**408.461**
Pampa Sul	**2.414.520**	-	(880.000)	(129.549)	-	23	-	(1.079.972)	**325.022**
Diamante	**565.276**	-	(77.500)	146.581	(130.404)	-	(503.953)	-	**-**
Outros	**159.218**	18.500	-	5.080	(3.615)	(2.117)	-	(77.534)	**99.532**
Operação em conjunto									
Itasa	**251.083**	-	(78.000)	22.994	(9.127)	-	-	-	**186.950**
Empreendimento controlado em conjunto									
TAG	**2.251.408**	-	-	601.985	(682.500)	22.161	-	-	**2.193.054**
	14.124.862	**1.482.686**	**(1.633.942)**	**1.471.342**	**(1.315.189)**	**77.178**	**(503.953)**	**(1.157.506)**	**12.545.478**

b.1) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas a seguir:

	31.12.2022						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	4.184.541	11.044.013	6.060.945	5.185.431	1.509.147	498.420	**99,99**
Jaguara	854.409	2.607.218	1.101.058	1.506.160	526.141	212.265	**99,99**
ETP II	1.455.348	7.122.259	5.731.132	1.403.940	1.702.692	32.575	**99,99**
CEE	989.380	1.911.665	547.713	1.363.952	578.343	324.243	**99,99**
Miranda	582.663	1.641.489	684.926	956.563	327.026	135.154	**99,99**
EBC	10.038	768.880	423.685	345.195	4.755.981	36.734	**99,99**
Pampa Sul	1.180.792	3.196.569	1.928.122	1.527.688	672.264	18.599	**99,99**

	31.12.2021						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	2.946.880	8.548.794	4.375.373	4.343.588	1.175.521	139.441	**99,99**
Jaguara	854.409	2.546.663	1.223.459	1.323.204	652.367	210.763	**99,99**
ETP II	1.204.131	6.160.956	5.054.704	1.120.148	2.743.935	(151.615)	**99,99**
CEE	1.369.380	2.236.209	568.549	1.667.660	633.916	389.159	**99,99**
Miranda	582.663	1.597.326	715.878	881.448	381.511	131.137	**99,99**
EBC	10.038	916.513	508.052	408.461	4.528.040	106.611	**99,99**
Pampa Sul	1.076.692	3.362.152	2.225.913	1.404.994	587.311	(129.549)	**99,99**

b.1.1) Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva, em 31.12.2022, no patrimônio líquido e no lucro líquido da ECP acima apresentados, era de R$ 3.650 e R$ 1.489 (R$ 3.589 e R$ 1.245 em 31.12.2021), respectivamente.

b.1.2) Valores capitalizados

No quadro de "Informações das principais controladas", os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (Prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos abaixo.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

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

Os efeitos destes itens na controladora estão apresentados no quadro abaixo:

	Custo da dívida capitalizado, líquido de amortização			
	Patrimônio líquido		Lucro líquido (Prejuízo)	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
ECP	202.363	170.167	32.196	7.151
Pampa Sul[1]	259.241	268.755	(9.514)	(9.514)

(1) O valor do patrimônio líquido foi transferido para a rubrica de ativos não circulantes mantidos para venda. Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

Ações preferenciais resgatáveis

No ano de 2020, a ETP II emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R$ 15.250. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.12.2022, o total do montante capitalizado era de R$ 12.813. O montante de amortização reconhecido em 2022 foi de R$ 1.083 (R$ 13.896 e R$ 1.083 em 2021), respectivamente.

c) Mais valia na aquisição de investimentos

Nesta rubrica está registrada a mais valia (direitos de concessão) paga na aquisição da controlada direta CEE, que têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Essa mais valia é amortizada de forma linear pelo prazo de concessão da Usina, visto que os benefícios econômicos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2022 e 2021, o montante amortizado foi de R$ 3.341.

d) Ágio por expectativa de rentabilidade futura

O montante de R$ 173.654, em 2022 e 2021, corresponde ao ágio por expectativa de rentabilidade futura na aquisição da sua controlada em conjunto TAG.

e) Informações sobre as subsidiárias

e.1) Controladas

e.1.1) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (“ECP”)

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia.

O aumento de capital na controlada ECP destinou-se, principalmente, aos investimentos na aquisição das empresas Solairedirect e ENGIE Solar. Adicionalmente, em 2022, a Companhia reconheceu R$ 101.851 em “Outros resultados abrangentes” e R$ 156.743 em “Reserva de capital”, totalizando R$ 258.594 (R$ 57.111 em 2021).

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2022.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
CECL	1.272.997	4.030.942	2.577.473	1.453.469	658.899	184.994	99,99
CETR	565.865	862.170	213.756	648.414	214.007	116.785	99,99
CESA	536.386	1.158.633	660.783	497.850	-	(10.458)	99,99
Maracanã	519.722	553.690	7.845	545.845	-	(99)	99,99
Solairedirect	502.785	1.392.806	877.534	515.272	147.174	27.127	99,99
CEUR	297.345	1.826.109	1.449.452	376.657	305.602	49.113	99,99
Assú	125.988	253.275	158.249	95.026	32.087	10.647	99,99
Ferrari	39.440	128.364	56.196	72.168	66.854	44.981	99,99
Tupan	31.879	51.407	16.972	34.435	22.013	16.620	99,99
Ibitiúva	38.501	87.361	14.348	73.013	41.697	29.788	95,00
Hidropower	22.994	41.278	14.863	26.415	20.814	15.657	99,99
Outros	122	21	-	21	-	-	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 1 – Contexto operacional.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2022, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos eram de R$ 326.443 (R$ 358.975 em 31.12.2021).

- Conjuntos Eólicos Campo Largo e Campo Largo II (“CECL”)

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), cuja capacidade instalada total é de 687,9 MW. O CECL é composto por dois conjuntos eólicos constituído por duas *holdings*, Campo Largo e Campo Largo II, para concentrar os investimentos em 11 SPEs cada uma.

- Conjunto Eólico Trairí ("CETR")

O CETR é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 216,6 MW, todos localizados no município de Trairi, estado do Ceará. O conjunto é composto por duas *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em quatro SPEs cada uma.

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

O CESA é formado por dois conjuntos de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 600,0 MW, todos localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN). Os conjuntos são compostos pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho II, composto por dez SPEs em fase de estudo e por uma *holding* (Santo Agostinho Participações Ltda.) constituída para concentrar os investimentos em 14 SPEs, as quais iniciaram a construção em 2021. Ao fim do exercício de 2022, o progresso geral da obra estava em 32,5% e a entrada em operação comercial está prevista para ocorrer, de forma gradual, a partir do final do primeiro trimestre de 2023.

- Maracanã

A Maracanã é formada por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total outorgada é de 882 MW. Sua composição é dada por uma *holding* (Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.), localizada no município de Gentio do Ouro, o qual concentra 24 SPEs que serão implantadas em fase única. O início da implantação se dará a partir da obtenção da licença ambiental de instalação, cuja obtenção está prevista para o início de 2023. A entrada em operação comercial está estimada para ocorrer de forma gradual a partir do segundo semestre de 2024.

- Solairedirect Holding ("Solairedirect")

A Solairedirect é formada por um conjunto de empreendimentos de geração fotovoltaica, cuja capacidade instalada total é de 222 MW. Sua composição é dada por dois conjuntos constituídos por duas *holdings*, Floresta e Paracatu, localizadas nos municípios de Areia Branca (RN) e Paracatu (MG), os quais concentram 3 e 4 SPEs', respectivamente.

Em 14.02.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a aquisição pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP"), controlada direta da Companhia, da totalidade das ações da Solairedirect, detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e da ENGIE Solar, as quais eram controladas da ENGIE Solar S.A., Solairedirect Investment Management S.A. e Drankensberg Capital 1 S.A., empresas pertencentes ao Grupo ENGIE. Em 15.02.2022 foi assinado o contrato de compra e venda e após o cumprimento das condições precedentes, em 16.03.2022, foi concluída a operação de aquisição.

O preço de aquisição foi de R$ 656.157, sendo: (i) 499.414 – relativo ao valor contábil dos ativos líquidos adquiridos; e R$ 156.743 – decorrente da diferença entre a contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos, registrado na rubrica "Reserva de capital" no patrimônio líquido.

(a) Preço de compra base ajustado: na data de fechamento da operação foi pago ao vendedor o valor de R$ 656.157, sendo: R$ 625.000 relativos ao preço de compra base e R$ 31.157, correspondentes ao resultado dos ajustes de fechamento previstos no contrato.

(b) Parcela contingente – performance de geração dos conjuntos fotovoltaicos: O contrato de compra e venda previa um pagamento adicional atrelado à geração do ano de 2022 dos conjuntos fotovoltaicos. O contrato estipulava o pagamento de R$ 3,5/MWh adicional (base out/2021), atualizado pelo CDI e 3,5% a.a., limitado a R$ 50.000. No encerramento do exercício de 2022, identificou-se que a cláusula de performance não foi atendida. Dessa forma, a Companhia realizou o ajuste dos valores da transação, revertendo parte da reserva de capital que havia sido constituída, em contrapartida a baixa da obrigação condicionada.

	Valor contábil - 16.03.2022		
Balanço Patrimonial	**Solairedirect**	**ENGIE Solar**	**Total**
ATIVO			
Ativo circulante	**218.663**	**11.762**	**230.425**
Caixa e equivalentes de caixa	188.609	11.261	199.870
Outros ativos circulantes	30.054	501	30.555
Ativo não circulante	**1.139.191**	**357**	**1.139.548**
Outros ativos não circulantes	28.771	83	28.854
Imobilizado	1.082.428	267	1.082.695
Intangível	27.992	7	27.999
Total	**1.357.854**	**12.119**	**1.369.973**
PASSIVO			
Passivo circulante	**95.314**	**852**	**96.166**
Fornecedores	19.389	153	19.542
Instrumentos de dívida	49.989	-	49.989
Outros passivos circulantes	25.936	699	26.635
Passivo não circulante	**774.393**	**-**	**774.393**
Instrumentos de dívida	743.736	-	743.736
Outros passivos não circulantes	30.657	-	30.657
Total	**869.707**	**852**	**870.559**
Ativos líquidos	**488.147**	**11.267**	**499.414**

	Solairedirect	ENGIE Solar	Total
Contraprestação transferida	**640.869**	**15.288**	**656.157**
Ativos líquidos	488.147	11.267	499.414
Reserva de capital	152.722	4.021	156.743

- Conjunto Eólico Umburanas – Fase I ("CEUR")

O Conjunto Eólico Umburanas, localizado no estado da Bahia, município de Umburanas, possui capacidade instalada de 360,0 MW e iniciou sua operação ao longo do primeiro quadrimestre de 2019. O conjunto é composto por uma *holding* constituída para concentrar os investimentos em 18 SPEs.

- Conjunto Fotovoltaico Assú ("Assú")

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN). A ECP, por meio de sua controlada direta Assú V, desenvolveu um dos projetos adquiridos, a Usina Fotovoltaica Assú V, cuja capacidade instalada é de 30 MW e o início da operação comercial ocorreu em dezembro de 2017. Os demais projetos adquiridos, foram, em 2022, transferidos para a controlada direta Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. ("Assu Sol"), a qual foi adquirida no final do exercício de 2021. A transação também foi realizada pela controlada direta ECP. O Conjunto Fotovoltaico é composto por 20 SPEs e está localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total estimada de até 750 MW.

e.1.2) Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")

A Jaguara é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424,0 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.3) ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")

A ETP II é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos do segmento de transmissão.

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ETP II, relativas ao exercício findo em 31.12.2022.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
GAP	581.346	2.703.561	2.031.599	671.962	523.506	127.423	99,99
NEP	870.373	4.418.650	3.711.352	707.298	1.179.187	(93.726)	99,99

(1) Controladora de Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.
(2) Controladora de Novo Estado Transmissora de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

e.1.4) Companhia Energética Estreito ("CEE")

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

e.1.5) Companhia Energética Miranda ("Miranda")

A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408,0 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

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

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

e.1.7) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

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

Em 2022, a Companhia reconheceu complemento do *impairment* registrado em 2021, no montante de R$ 125.186, totalizando R$ 1.205.158 (R$ 1.079.972 em 31.12.2021), em decorrência da avaliação periódica realizada pela Companhia. O aumento de capital na controlada foi realizado para o cumprimento de obrigações de curto prazo.

A partir do 3º trimestre de 2022, em virtude da assinatura do contrato de compra e venda das quotas da subsidiária Pampa Sul, a Companhia passou a registrar seus ativos e passivos nos grupos "Ativos não circulantes mantidos para venda" e "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda", respectivamente. Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

e.1.8) ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD")

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

Em 21.02.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas em contrato de compra e venda de ações, a Companhia vendeu a totalidade da participação acionária que detinha na EGSD. Nesta data, a subsidiária deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço da venda de 100% da participação acionária foi estimado em R$ 14.202, composto por duas parcelas: (i) R$ 3.300 – recebidos no fechamento da operação; (ii) 8.517 – recebidos em dezembro de 2022 e (iii) até R$ 2.385 – relacionados a ativos e passivos supervenientes, os quais serão recebidos pela EGSD e repassados à Companhia em datas futuras, e ajuste de preço na data de fechamento, líquidos de provisões estimadas para assistência técnica sob responsabilidade da ENGIE. O montante relativo ao item (iii) está pendente de recebimento, sendo apresentado na rubrica de "Outros ativos não circulantes".

O *impairment* constituído em anos anteriores foi revertido juntamente com o reconhecimento da receita de venda e do custo do investimento. O *impairment* revertido foi de R$ 118.362. Esses efeitos, em conjunto com o reconhecimento da receita de venda (R$ 14.202), resultaram em um ganho reconhecido no resultado de R$ 23.931.

As movimentações referentes a baixa do investimento estão na apresentados na linha de "Outros" do quadro de mutação.

e.1.9) Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")

A Norte Catarinense tem como objeto social a geração de energia elétrica por meio da implantação e operação do projeto desenvolvido por ela de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, situado no município de Garuva, no estado de Santa Catarina, com potência instalada de 600 MW.

Em 01.09.2022, foram cumpridas as condições previstas em contrato de compra e venda de ações. Nesta data, a subsidiária deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço da venda de 100% da participação acionária foi de R$ 13.501 integralmente recebido no fechamento do negócio e o valor patrimonial baixado foi de R$ 3.589. Esses movimentos resultaram em um ganho reconhecido no resultado de R$ 9.912.

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

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

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

Balanço Patrimonial	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO		
Ativo circulante	**80.220**	**63.455**
Caixa e equivalente de caixa	46.945	42.501
Outros ativos circulantes	33.275	20.954
Ativo não circulante	**344.928**	**377.843**
Realizável a longo prazo	19.007	19.578
Imobilizado	325.916	358.260
Intangível	5	5
TOTAL	**425.148**	**441.298**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	28.697	54.135
Passivo não circulante	5.822	3.676
Patrimônio líquido	390.629	383.487
TOTAL	**425.148**	**441.298**

Demonstração do resultado	31.12.2022	31.12.2021
Receita operacional líquida	188.026	221.025
Custos da energia vendida	(171.924)	(148.599)
LUCRO BRUTO	**16.102**	**72.426**
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(6.276)	(2.143)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**9.826**	**70.283**
Resultado financeiro	**2.537**	**1.275**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**12.363**	**71.558**
Imposto de renda e contribuição social	(4.408)	(24.390)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**7.955**	**47.168**

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

Em 2019, o Grupo ENGIE em conjunto com a CDPQ, assinaram o contrato de compra e venda entre a Aliança e Petrobrás, para adquirir o controle da TAG. Após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato, a operação foi concluída pelo valor aproximado de R$ 35 bilhões. Posteriormente, com o objetivo de atender às exigências do contrato de financiamento detido pela Aliança, as administrações das Companhias Aliança e TAG promoveram uma incorporação reversa da Aliança pela TAG.

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

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2022 e 31.12.2021 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO		
Ativo circulante	**2.828.323**	**2.078.666**
Caixa e equivalentes de caixa	687.711	438.756
Contas a receber de clientes	1.512.626	1.438.717
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	284.172	-
Outros ativos circulantes	343.814	201.193
Ativo não circulante	**30.585.101**	**31.154.609**
Depósitos vinculados	217.407	115.062
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	283.528	-
Outros ativos realizáveis a longo prazo	623.731	545.019
Imobilizado	26.706.311	27.742.350
Intangível	2.754.124	2.752.178
Total	**33.413.424**	**33.233.275**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.341.416**	**3.707.266**
Instrumentos de dívida	3.973.976	3.377.487
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	10.781
Outros passivos circulantes	367.440	318.998
Passivo não circulante	**20.355.796**	**22.778.150**
Instrumentos de dívida	15.583.937	19.631.769
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	412.051
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.908.026	2.074.655
Outros passivos não circulantes	863.833	659.675
Patrimônio líquido	**8.716.212**	**6.747.859**
Total	**33.413.424**	**33.233.275**
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido	**2.832.769**	**2.193.054**

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

	2022		2021	
	12M22	*Participação da Companhia*	12M21	*Participação da Companhia*
Receita operacional líquida	8.426.186	2.738.510	7.070.792	2.298.007
Custos dos serviços prestados	(2.722.087)	(884.678)	(2.470.304)	(802.849)
Lucro bruto	**5.704.099**	**1.853.832**	**4.600.488**	**1.495.158**
Despesas gerais e administrativas	(193.230)	(62.800)	(169.395)	(55.053)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**5.510.869**	**1.791.032**	**4.431.093**	**1.440.105**
Resultado financeiro	(2.101.550)	(683.004)	(1.620.187)	(526.561)
Lucro antes dos impostos	**3.409.319**	**1.108.028**	**2.810.906**	**913.544**
Imposto de renda e contribuição social	(1.171.976)	(380.892)	(958.642)	(311.559)
Lucro líquido da TAG	**2.237.343**	**727.136**	**1.852.264**	**601.985**
Impacto na equivalência patrimonial da EBE		**727.136**		**601.985**

NOTA 11. IMOBILIZADO

Prática contábil:

Mensuração

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

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

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

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

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

Depreciação

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

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

Avaliação do valor de recuperação do imobilizado – *Impairment*

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

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

Direito de uso de arrendamentos

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

IMOBILIZADO					
	Taxa média de depreciação			Taxa média de depreciação	
	Controladora	Consolidado		Controladora	Consolidado
Máquinas e equipamentos	3,5%	3,7%	Móveis e utensílios	6,3%	6,3%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,7%	2,8%	Veículos	14,3%	14,3%
Edificações e benfeitorias	3,2%	3,4%	Obrigações especiais	4,6%	4,6%
Direito de uso de arrendamento	14,8%	3,6%			

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	4.231.372	(2.778.303)	1.453.069	4.225.096	(2.670.299)	1.554.797
Reservatórios, barragens e adutoras	5.128.148	(3.683.489)	1.444.659	5.125.655	(3.563.538)	1.562.117
Edificações e benfeitorias	1.285.953	(930.116)	355.837	1.285.705	(895.499)	390.206
Direito de uso de arrendamentos	37.087	(20.512)	16.575	35.649	(14.852)	20.797
Móveis e utensílios	9.038	(5.352)	3.686	8.848	(4.955)	3.893
Veículos	1.402	(1.193)	209	2.242	(1.967)	275
Obrigações especiais	(43.122)	12.054	(31.068)	(43.122)	10.179	(32.943)
	10.649.878	**(7.406.911)**	**3.242.967**	**10.640.073**	**(7.140.931)**	**3.499.142**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	83.150	-	83.150	57.031	-	57.031
Adiantamentos a fornecedores	48.694	-	48.694	28.587	-	28.587
Aquisições a ratear	21.674	-	21.674	17.656	-	17.656
Reservatórios, barragens e adutoras	1.211	-	1.211	3.363	-	3.363
Edificações e benfeitorias	1	-	1	178	-	178
	154.730	**-**	**154.730**	**106.815**	**-**	**106.815**
	10.804.608	**(7.406.911)**	**3.397.697**	**10.746.888**	**(7.140.931)**	**3.605.957**

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	13.837.775	(4.845.163)	8.992.612	14.477.081	(4.547.079)	9.930.002
Reservatórios, barragens e adutoras	7.108.635	(4.546.177)	2.562.458	7.302.708	(4.376.635)	2.926.073
Edificações e benfeitorias	1.782.051	(1.120.308)	661.743	2.063.775	(1.084.261)	979.514
Direito de uso de arrendamentos	209.730	(38.247)	171.483	172.998	(27.840)	145.158
Móveis e utensílios	11.617	(6.099)	5.518	12.625	(5.954)	6.671
Veículos	4.050	(3.308)	742	4.540	(3.531)	1.009
Obrigações especiais	(43.247)	12.054	(31.193)	(43.247)	10.179	(33.068)
	22.910.611	**(10.547.248)**	**12.363.363**	**23.990.480**	**(10.035.121)**	**13.955.359**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	330.287	-	330.287	200.473	-	200.473
Reservatórios, barragens e adutoras	2.120	-	2.120	7.308	-	7.308
Edificações e benfeitorias	95.373	-	95.373	44.184	-	44.184
Adiantamentos a fornecedores	1.089.817	-	1.089.817	255.177	-	255.177
Aquisições a ratear	315.999	-	315.999	61.444	-	61.444
	1.833.596	**-**	**1.833.596**	**568.586**	**-**	**568.586**
	24.744.207	**(10.547.248)**	**14.196.959**	**24.559.066**	**(10.035.121)**	**14.523.945**

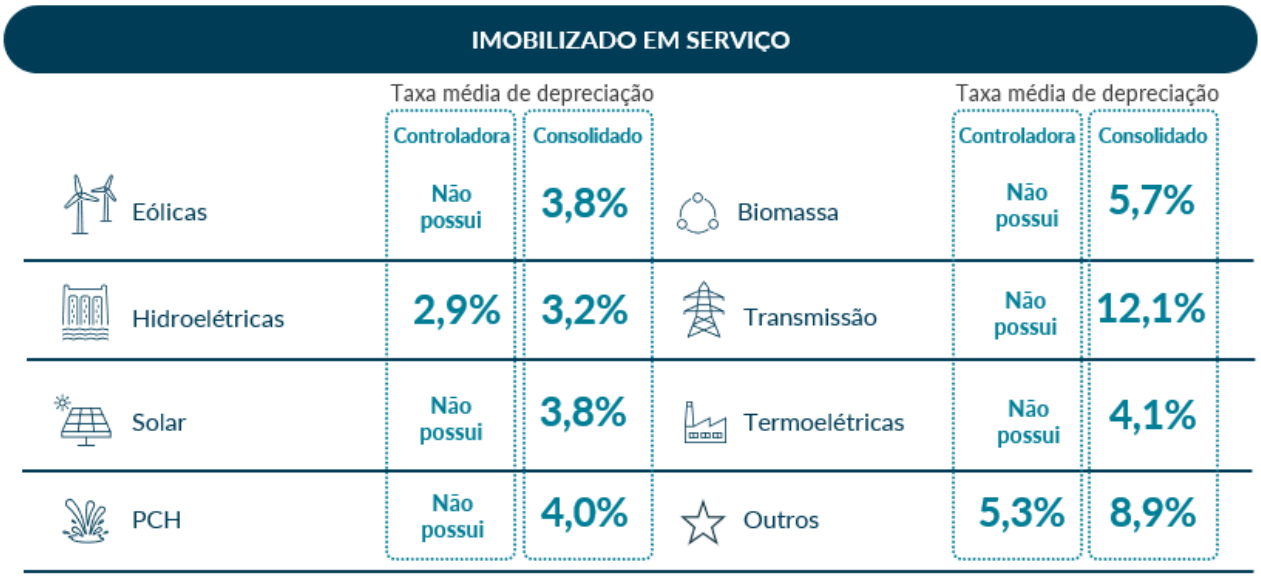
b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2020	**1.611.984**	**1.685.413**	**428.910**	**23.568**	**4.529**	**136.066**	**(41.353)**	**3.849.117**
Ingressos	-	-	-	-	-	55.243	-	55.243
Reversão de *impairment*	1.072	-	11	-	-	-	-	1.083
Remensuração	-	-	-	2.339	-	-	-	2.339
Transferências	72.231	10.692	1.512	-	59	(84.494)	-	-
Baixas	(10.128)	-	(8)	-	(1)	-	6.533	(3.604)
Depreciação	(120.362)	(133.988)	(40.219)	(5.110)	(419)	-	1.877	(298.221)
Saldos em 31.12.2021	**1.554.797**	**1.562.117**	**390.206**	**20.797**	**4.168**	**106.815**	**(32.943)**	**3.605.957**
Ingressos	-	-	-	-	-	64.261	-	64.261
Remensuração	-	-	-	1.437	-	-	-	1.437
Transferências	14.880	673	(281)	-	1.074	(16.346)	-	-
Baixas	(1.296)	(21)	-	-	(846)	-	-	(2.163)
Depreciação	(115.312)	(118.110)	(34.088)	(5.659)	(501)	-	1.875	(271.795)
Saldos em 31.12.2022	**1.453.069**	**1.444.659**	**355.837**	**16.575**	**3.895**	**154.730**	**(31.068)**	**3.397.697**

	Consolidado							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2020	**9.960.357**	**3.123.866**	**980.114**	**147.002**	**9.624**	**1.505.547**	**(41.671)**	**15.684.839**
Ingressos	-	-	-	34	-	1.004.300	-	1.004.334
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	33.780	-	33.780
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	80.159	-	80.159
Impairment, líquido	(1.014.165)	-	5.855	(1.030)	223	-	-	(1.009.117)
Transferências	1.852.099	18.189	74.826	-	342	(1.945.456)	-	-
Baixa por alienação de subsidiária	(271.808)	(2.873)	(16.303)	-	(1.234)	(109.744)	184	(401.778)
Remensuração	-	-	-	8.351	-	-	-	8.351
Baixas	(11.566)	-	(8)	-	(2)	-	6.714	(4.862)
Depreciação	(584.915)	(213.109)	(64.970)	(9.199)	(1.273)	-	1.705	(871.761)
Saldos em 31.12.2021	**9.930.002**	**2.926.073**	**979.514**	**145.158**	**7.680**	**568.586**	**(33.068)**	**14.523.945**
Ingressos	-	-	-	1.958	-	1.326.742	-	1.328.700
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	25.881	-	25.881
Aquisição de subsidiárias	1.042.096	-	6	29.112	340	11.141	-	1.082.695
Remensuração	-	-	-	5.258	-	-	-	5.258
Alienação de subsidiária	(10.243)	(3.588)	-	-	(9)	-	-	(13.840)
Reversão de estimativas[1]	-	-	-	-	-	(3.000)	-	(3.000)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	104.262	-	104.262
Impairment[2]	(169.633)	-	(5.344)	-	-	-	-	(174.977)
Transferências	169.171	5.825	4.564	-	1.648	(181.208)	-	-
Transferências para ANCMV[3]	(1.402.596)	(184.929)	(258.590)	(42)	(982)	(18.808)	-	(1.865.947)
Baixas	(24.579)	(21)	-	-	(862)	-	-	(25.462)
Depreciação	(541.606)	(180.902)	(58.407)	(9.961)	(1.555)	-	1.875	(790.556)
Saldos em 31.12.2022	**8.992.612**	**2.562.458**	**661.743**	**171.483**	**6.260**	**1.833.596**	**(31.193)**	**14.196.959**

(1) Reversão de estimativas de desembolso futuro da construção do Conjunto Eólico CLWP Fase 2.
(2) Foram constituídos *impairment* de Pampa Sul e Lages, e revertido *impairment* de Pampa Sul e EGSD. Maiores detalhes são abordados em quadro específico nessa nota explicativa.
(3) ANCMV Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.1) Composição do imobilizado em serviço, por tipo de usinas geradoras e sistemas de transmissão



	Controladora			
	31.12.2022			31.12.2021
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	10.550.452	(7.343.219)	3.207.233	3.463.600
Outros	99.426	(63.692)	35.734	35.542
	10.649.878	**(7.406.911)**	**3.242.967**	**3.499.142**

	Consolidado			
	31.12.2022			31.12.2021
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Eólicas	6.738.721	(1.004.057)	5.734.664	5.976.278
Hidrelétricas	13.715.445	(8.766.174)	4.949.271	5.379.768
Solar	1.485.275	(217.558)	1.267.717	217.137
PCH	348.865	(203.477)	145.388	159.034
Biomassa	353.965	(218.610)	135.355	167.817
Transmissão[1]	401	(49)	352	20
Termelétricas	-	-	-	1.994.540
Outros	267.939	(137.323)	130.616	60.765
	22.910.611	**(10.547.248)**	**12.363.363**	**13.955.359**

(1) Apenas os bens administrativos relacionados ao segmento de transmissão são registrados como imobilizado. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

c) Depreciação

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

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

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2022 e 31.12.2021, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Máquinas e equipamentos	911.916	797.020	942.545	804.147
Reservatórios, barragens e adutoras	721.965	713.327	721.965	715.783
Edificações e benfeitorias	254.812	59.398	254.953	59.689
Móveis e utensílios	2.222	2.075	2.327	2.197
Veículos	975	1.741	2.044	2.414
	1.891.890	**1.573.561**	**1.923.834**	**1.584.230**

c.1) Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas Hidrelétricas concessionárias

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total garantia quanto à indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos ao final de seus prazos de concessão.

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

d) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

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

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

d.1) Mutação do ajuste a valor justo

	Consolidado
	Ajuste a valor justo
Saldo em 31.12.2020	**427.617**
Baixa por alienação de subsidiária	143.205
Depreciação	(65.849)
Saldo em 31.12.2021	**504.973**
Baixa de ativos por substituição	(2.410)
Depreciação	(61.621)
Saldo em 31.12.2022	**440.942**

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

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

A Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição.

O saldo das concessões de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2022 é de R$ 447.030 (R$ 480.619 em 31.12.2021), na controladora, e de R$ 521.658 (R$ 559.849 em 31.12.2021), no consolidado.

f) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos instrumentos de dívida e às concessões a pagar, bem como os encargos financeiros e depreciação vinculados aos contratos de arrendamentos são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas e, quando da conclusão da construção, transferidos para o imobilizado em serviço. A taxa de capitalização utilizada na determinação do montante dos custos de instrumentos de dívida elegíveis à capitalização foi entre 12,3% e 15,8%.

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

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. Seguem *impairments* registrados em 2022 e 2021:

	Consolidado	
	2022	2021
Constituição de *impairment* de ativos imobilizados	**(227.718)**	**(1.089.435)**
Pampa Sul	(206.862)	(1.079.972)
Lages	(20.856)	-
EGSD	-	(9.463)
Reversão de *impairment* de ativos imobilizados	**52.741**	**81.348**
Pampa Sul	43.278	-
EGSD	9.463	-
Diamante	-	57.927
Lages	-	22.338
Outros	-	1.083
***Impairment* de ativos imobilizados, líquido**	**(174.977)**	**(1.008.087)**
Reversão (Constituição) de *impairment* de outros	**108.899**	**(68.071)**
EGSD	108.899	(68.071)
***Impairment* total**	**(66.078)**	**(1.076.158)**

Constituição de *impairment*: (i) R$ 206.862 em decorrência das negociações para a venda da subsidiária Pampa Sul; e (ii) R$ 20.856 relativos ao aumento nos custos de fornecimento de matéria prima. Mais informações sobre Pampa Sul vide Nota 10 – Investimentos.

Reversão de *impairment*: (i) R$ 118.362 referente a venda da EGSD, sendo R$ 9.463 referente a valores de imobilizados e R$ 108.899 referente a valores de outros ativos; e (ii) R$ 43.278, em decorrência da evolução das negociações do processo de venda da subsidiária Pampa Sul. Maiores informações, vide Nota 10 – Investimentos.

h) Provisão de desmobilização

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

			Consolidado			
			31.12.2022			31.12.2021
	Taxa de desconto (a.a.)	Prazo de amortização	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Conjunto Eólico Umburanas	3,59%	2049 e 2050	73.504	(4.702)	68.802	70.371
Conjunto Eólico Campo Largo	3,59%	2050 e 2052	56.962	(2.554)	54.408	55.258
Conjunto Eólico Trairí	3,59%	2041 e 2045	56.849	(3.133)	53.716	54.762
Conjunto Eólico Campo Largo II	3,59%	2054	33.453	(610)	32.843	33.238
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	6,05%	2051	10.438	(72)	10.366	-
Unidade de Cogeração Lages	5,80%	2032	8.845	(424)	8.421	-
Conjunto Fotovoltaico Floresta	6,05%	2051	6.598	(46)	6.552	-
Assú V	3,61%	2051	3.308	-138	3.170	3.240
			249.957	**(11.679)**	**238.278**	**216.869**

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

NOTA 12. INTANGÍVEL

Prática contábil:

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

Adicionalmente, a Companhia reconheceu em 2020 e 2021 o intangível oriundo do direito de extensão de concessão, em decorrência da adesão à repactuação do risco hidrológico de forma a compensar a Companhia pelos custos incorridos no passado, conforme previsto nas Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021, ao valor justo, o qual é, usualmente, equivalente ao valor definido e disponibilizado pela Aneel. Este direito foi reconhecido no momento em que o direito se tornou virtualmente certo, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico".

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

Avaliação do valor de recuperação do intangível – *Impairment*

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

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



INTANGÍVEL CONSOLIDADO


Direito de extensão de concessão **até 2048**


Direitos de projetos - Solar em operação **até 2051**


Bonificação pela outorga Usinas cotistas **até 2048**


Direito de uso de ativos **até 2027**


Direitos de projetos - Eólicos em operação **até 2054**


Direito de compra de energia **até 2023**

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.397.705	(232.118)	2.165.587	2.404.041	(105.795)	2.298.246
Direito de uso de ativos	191.992	(91.729)	100.263	174.139	(65.209)	108.930
	2.589.697	**(323.847)**	**2.265.850**	**2.578.180**	**(171.004)**	**2.407.176**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.552.169	(233.186)	2.318.983	2.558.505	(106.254)	2.452.251
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(106.581)	513.746	620.327	(85.952)	534.375
Miranda	411.223	(70.654)	340.569	411.223	(56.979)	354.244
	1.031.550	**(177.235)**	**854.315**	**1.031.550**	**(142.931)**	**888.619**
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	110.793	(15.432)	95.361	110.793	(11.807)	98.986
Solar em operação	29.538	(4.556)	24.982	3.039	(523)	2.516
	140.331	**(19.988)**	**120.343**	**113.832**	**(12.330)**	**101.502**
Direitos de projetos - em desenvolvimento						
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	-	236.021	236.021	-	236.021
Eólicos em construção / desenvolvimento	353.258	-	353.258	76.376	-	76.376
Solar em construção / desenvolvimento	39.897	-	39.897	56.163	-	56.163
	629.176	**-**	**629.176**	**368.560**	**-**	**368.560**
	769.507	**(19.988)**	**749.519**	**482.392**	**(12.330)**	**470.062**
Direito de uso de ativos	326.663	(118.942)	207.721	308.654	(91.852)	216.802
Direito de compra de energia	64.561	(60.155)	4.406	64.561	(54.139)	10.422
	4.744.450	**(609.506)**	**4.134.944**	**4.445.662**	**(407.506)**	**4.038.156**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

a.1) Direito de extensão de concessão – repactuação do risco hidrológico

Em 08.09.2020 entrou em vigor a Lei nº 14.052, que alterou em partes a Lei nº 13.203, de 2015, e estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895, a qual estabeleceu a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico, e no dia 15.12.2020, após a reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a adesão da Companhia à referida repactuação do risco hidrológico.

Em 02.03.2021, a CCEE publicou a revisão nos cálculos de compensação, resultando em acréscimo de dias de extensão para algumas usinas da Companhia. As Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021, homologaram o prazo de extensão da outorga das mesmas.

No exercício de 2021, a Companhia concluiu o processo de formalização para adesão ao acordo nas condições apresentadas pelas Resolução Homologatórias supracitadas, inclusive para as Usinas nas quais participa por meio de consórcio, para as quais obteve concordância de todas as consorciadas ao fim de 2021.

No exercício de 2022, não houve movimentações relevantes dos saldos de repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, exceto pela amortização do exercício, que está sendo realizada linearmente até o prazo final da extensão.

Os valores de custo das extensões dos prazos de concessão e montantes por usina são apresentados abaixo:

Usinas	Intangível	Amortização Acumulada	Saldos em 31.12.2022	Extensão de concessão (anos)
Salto Santiago	550.400	(106.216)	444.184	2,1
Salto Osório	429.433	(83.138)	346.295	2,5
Cana Brava	151.971	(13.335)	138.636	2,4
Passo Fundo	96.472	(18.677)	77.795	2,5
São Salvador	76.571	(5.111)	71.460	3,1
Ponte de Pedra	69.851	(5.641)	64.210	2,4
Consórcio				
Itá	540.862	-	540.862	2,2
Machadinho	482.145	-	482.145	3,2
Controladora	**2.397.705**	**(232.118)**	**2.165.587**	**20**
Estreito	137.846	-	137.182	5,1
Jaguara	10.329	(664)	10.329	0,5
Miranda	6.289	(404)	5.885	0,5
Consolidado	**2.552.169**	**(233.186)**	**2.318.983**	

a.2) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 6 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia no ACL. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.3) Direitos de projetos

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

a.4) Sistema de Transmissão Novo Estado e Direito de concessão – Novo Estado

No exercício de 2019, foi aprovado a aquisição da totalidade das ações da Sterlite Novo Estado Energia S.A., atualmente denominada Novo Estado, pela NEP, controlada indireta da Companhia.

A Companhia apurou um direito de concessão oriundo do reconhecimento do passivo fiscal diferido de R$ 80.247. Os efeitos da mais valia e do direito de concessão identificados estão apresentados nas linhas de "Direitos de projetos – em desenvolvimento – Sistema de transmissão Novo Estado" e "Direito de uso de ativos" na tabela de composição apresentada nesta Nota.

b) Mutação do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2020	**967.681**	**67.854**	**1.035.535**
Ingresso	1.436.360	66.125	1.502.485
Baixa	-	(4.532)	(4.532)
Amortização	(105.795)	(20.517)	(126.312)
Saldos em 31.12.2021	**2.298.246**	**108.930**	**2.407.176**
Ingressos	-	18.882	18.882
Baixas	(6.336)	-	(6.336)
Amortização	(126.323)	(27.549)	(153.872)
Saldos em 31.12.2022	**2.165.587**	**100.263**	**2.265.850**

	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Direito de compra de energia	Total
Saldos em 31.12.2020	**967.681**	**922.922**	**440.081**	**166.869**	**16.437**	**2.513.990**
Ingresso	1.590.825	-	44.008	65.338	-	1.700.171
Transferência	-	-	(10.720)	10.720	-	-
Baixas	-	-	-	(4.532)	-	(4.532)
Baixa por alienação de subsidiária	-	-	-	(93)	-	(93)
Amortização	(106.255)	(34.303)	(3.307)	(21.500)	(6.015)	(171.380)
Saldos em 31.12.2021	**2.452.251**	**888.619**	**470.062**	**216.802**	**10.422**	**4.038.156**
Ingressos[1]	-	-	276.882	19.935	-	296.817
Baixas	(6.336)	-	-	(511)	-	(6.847)
Aquisição de subsidiárias	-	-	23.302	4.697	-	27.999
Reversão de parcela adicional contratual[2]	-	-	(16.266)	-	-	(16.266)
Transferência para ANCMV[3]	-	-	-	(4.956)	-	(4.956)
Amortização	(126.932)	(34.304)	(4.461)	(28.246)	(6.016)	(199.959)
Saldos em 31.12.2022	**2.318.983**	**854.315**	**749.519**	**207.721**	**4.406**	**4.134.944**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 276.882 à aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá; e (ii) R$ 3.802 à aquisição das ações de emissão da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. Maiores detalhes, vide item "b.1" nessa mesma Nota.
(2) Reversão de pagamento das obrigações contratuais *(earn-out)*, devido ao não cumprimento das mesmas, oriunda da aquisição do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.
(3) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.1) Aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá

Em 21.06.2022, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá junto à PEC pela ECP. A aquisição inclui a totalidade das ações de emissão da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A., subsidiária da PEC, e dos direitos relacionados à exploração do projeto eólico, o qual está localizado no município de Gentio do Ouro, estado da Bahia e tem capacidade instalada total já outorgada de 882 MW. A Companhia tem a expectativa de implantar 846 MW.

Na data de conclusão da operação de aquisição, o preço, incluindo o pagamento estimado das parcelas condicionais, foi apurado em, aproximadamente, R$ 281 milhões, sendo R$ 25 milhões pagos na mesma data. Os demais pagamentos serão realizados conforme o cumprimento de marcos relacionados ao cronograma de desenvolvimento do projeto, com estimativa de pagamento durante o exercício de 2023.

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

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

Em 31.12.2022 e 31.12.2021, não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados em montante superior aos seus valores de recuperação.

NOTA 13. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fornecedores de imobilizado e intangível	14.867	40.614	156.636	204.422
Energia elétrica comprada para revenda	48.165	38.845	129.650	187.840
Fornecedores de materiais e serviços	37.060	28.184	106.767	85.633
Encargos de uso da rede elétrica	41.570	37.188	63.470	63.592
Operações de *trading*	-	-	53.296	59.090
Arrendamentos a pagar	8.529	6.669	23.990	19.568
Transações no mercado de curto prazo	-	38.969	1.203	39.288
Combustíveis fósseis e biomassa	-	-	386	10.097
Passivo circulante	**150.191**	**190.469**	**535.398**	**669.530**
Arrendamentos a pagar	815	5.732	131.708	106.816
Fornecedores de imobilizado e intangível	7.471	7.471	15.221	14.625
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	6.880	6.268
Passivo não circulante[1]	**8.286**	**13.203**	**153.809**	**127.709**
	158.477	**203.672**	**689.207**	**797.239**

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

O prazo médio de pagamento da Companhia é de, aproximadamente, 30 dias e sobre os saldos não há incidência de juros, exceto por estimativas de desembolsos futuros de imobilizado, apresentadas nas rubricas de "Fornecedores de imobilizado e intangível", cuja expectativa de pagamento reflete na segregação entre circulante e não circulante.

a) Operações de arrendamento

Prática contábil

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.

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

a.1) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	**14.293**	**123.972**
Ingresso	-	34
Remensuração	2.339	8.351
Juros	2.040	13.199
Adiantamentos	-	(582)
Amortizações	(6.271)	(18.590)
Saldos em 31.12.2021	**12.401**	**126.384**
Ingresso	-	1.958
Remensuração	1.437	5.258
Juros[1]	2.071	13.909
Juros capitalizados	-	280
Aquisição de subsidiárias	-	30.494
Amortizações	(6.565)	(22.529)
Transferência para passivos relacionados a ANCMV[2]	-	(56)
Saldos em 31.12.2022	**9.344**	**155.698**
Passivo circulante	**8.529**	**23.990**
Passivo não circulante	**815**	**131.708**

(1) Valores brutos de PIS e Cofins.
(2) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

Os arrendamentos a pagar foram mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros. As taxas de desconto médias utilizadas para cálculo do valor presente foram de 9,0% e 10,2% para o prédio da sede administrativa e para os terrenos onde estão ou serão construídos os parques eólicos e solares, respectivamente, e representam a taxa incremental de financiamento.

a.2) PIS e Cofins a recuperar

Os contratos de aluguel da Sede – ENGIE e de arrendamentos dos terrenos dos Conjuntos Eólicos Campo Largo II e Assú V são passíveis de recuperação de PIS e Cofins no ano de 2022 e, portanto, possuem direito potencial de PIS e Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos, conforme os períodos previstos para pagamento nos quais é previsto o regime de tributação pelo lucro real para estas empresas.

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

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2022		31.12.2021		31.12.2022		31.12.2021	
	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação
Valores brutos	2.071	5.658	2.040	5.110	14.189	9.517	13.199	9.199
PIS e Cofins creditados	(132)	(512)	(80)	(707)	(340)	(567)	(307)	(524)
Valores capitalizados	-	-	-	-	(280)	(148)	(601)	(200)
Valores líquidos no resultado	**1.939**	**5.146**	**1.960**	**4.403**	**13.569**	**8.802**	**12.291**	**8.475**

a.3) Vencimentos dos arrendamentos a pagar apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento
2024	2.910	(2.095)	815	20.315	(2.274)	18.041
2025	-	-	-	17.401	(3.834)	13.567
2026	-	-	-	17.062	(5.091)	11.971
2027	-	-	-	17.062	(6.258)	10.804
2028	-	-	-	17.062	(7.316)	9.746
2029 a 2033	-	-	-	83.297	(48.030)	35.267
2034 a 2038	-	-	-	79.209	(59.816)	19.393
2039 em diante	-	-	-	279.315	(266.396)	12.919
Arrendamentos a pagar	**2.910**	**(2.095)**	**815**	**530.723**	**(399.015)**	**131.708**

a.4) Pagamentos de arrendamentos de aluguéis variáveis, ativos de baixo valor individual e de curto prazo

No exercício de 2022, a Companhia reconheceu o montante de R$ 603 (R$ 1.988 em 2021) e R$ 11.087 (R$ 10.736 em 2021), na controladora e no consolidado, respectivamente, referente a custos e despesas relacionadas ao pagamento de aluguéis variáveis e de curto prazo e ativos de baixo valor individual, conforme isenção aplicada pela Companhia.

a.5) Análise do impacto da inflação nos contratos de arrendamento

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

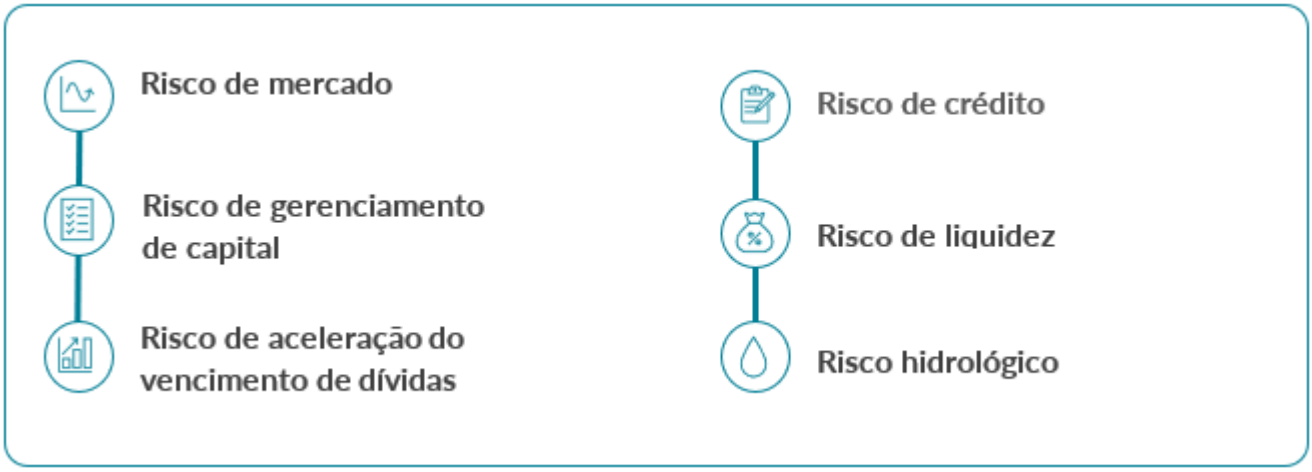
Desta maneira, para atender orientações das áreas técnicas da CVM são apresentados os saldos comparativos do passivo de arrendamento, do direito de uso de arrendamentos, da despesa financeira e da despesa de depreciação do exercício de 2022.

	Controladora	Consolidado
Passivo leasing saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	9.344	155.698
Com efeito da inflação	9.655	165.796
	3,33%	**6,49%**
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	16.576	171.483
Com efeito da inflação	16.804	188.836
	1,38%	**10,12%**
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	2.071	14.189
Com efeito da inflação	2.183	14.954
	5,39%	**5,39%**
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	5.658	10.702
Com efeito da inflação	5.741	11.271
	1,47%	**5,32%**

NOTA 14. GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) analisar e propor contribuições à minuta da Matriz de Riscos e Oportunidades; (ii) contribuir com a identificação de outros riscos e oportunidades empresariais; e (iii) aprovar proposta de Matriz de Riscos e Oportunidades a ser encaminhada para aprovação da Diretoria Executiva.

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



a) Risco de mercado

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

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

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

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

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

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

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

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

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Fórum Financeiro. Em 31.12.2022, a Companhia não mantinha compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse protegida por *hedge*.

Os instrumentos financeiros derivativos de operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*				
Ativo circulante				
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	-	2.561	-	2.561
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	-	40.016
	-	**2.561**	**-**	**42.577**
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	-	165.442	-	165.442
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	31.981	18.713
	-	**165.442**	**31.981**	**184.155**
Posições ativas	**-**	**168.003**	**31.981**	**226.732**
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(73.369)	(51.401)	(94.625)	(98.993)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(31.288)	-
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	-	(5.231)	-	(5.231)
	(73.369)	**(56.632)**	**(125.913)**	**(104.224)**
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(114.725)	-	(114.725)	(5.786)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(43.815)	-
	(114.725)	**-**	**(158.540)**	**(5.786)**
Posições passivas	**(188.094)**	**(56.632)**	**(284.453)**	**(110.010)**
Posições líquidas	**(188.094)**	**111.371**	**(252.472)**	**116.722**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(188.094)	114.041	(209.350)	60.663
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	-	(2.670)	-	(2.670)
	(188.094)	**111.371**	**(209.350)**	**57.993**
***Hedge* de fluxo de caixa – obrigações**	**-**	**-**	**(43.122)**	**58.729**
Posições líquidas	**(188.094)**	**111.371**	**(252.472)**	**116.722**

Prática contábil:

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

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

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

Contabilidade de *hedge*

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

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

***Hedge* de valor justo (HVJ)**

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

***Hedge* de fluxo de caixa (HFC)**

A Companhia designou como *hedge* de fluxo de caixa: (i) *hedge* para proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos e de empréstimos; e (ii) *hedge* para proteção da exposição agregada de empréstimos no exterior e *hedge* de valor justo, trocando a posição passiva por componentes fixos (taxa fixa). Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o resultado ou ativo quando o objeto de *hedge* protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge*, quando ocorre, é registrada no resultado.

(i) Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

Composição dos *hedges* sobre empréstimos e debêntures

Em 31.12.2022, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos derivativos avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[1]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora:							
BNP Paribas IV	US$ 100.000	04.2023	Semestrais	2,73% a.a.	524.856	(2.993)	521.863
Swap (HVJ)	R$518.240	04.2023	Semestrais	CDI + 1,33% a.a.	(533.885)	760	(533.125)
BNP Paribas III	US$ 125.000	03.2024	Semestrais	2,54% a.a.	656.447	(21.852)	634.595
Swap (HVJ)	R$632.490	03.2024	Semestrais	CDI + 1,70% a.a.	(655.484)	804	(654.680)
MUFG V	US$ 94.518	10.2025	Semestrais	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	495.557	(56.399)	439.158
Swap (HVJ)	R$500.000	10.2025	Semestrais	CDI + 1,32% a.a.	(516.790)	4.953	(511.837)
Scotiabank IV	US$ 102.465	07.2026	Semestrais	2,002% a.a.	539.359	(60.709)	478.650
Swap (HVJ)	R$530.000	07.2026	Semestrais	CDI + 1,35% a.a.	(563.685)	967	(562.718)
Subtotal					**(53.625)**	**(134.469)**	**(188.094)**
Controladas:							
Jaguara							
Itaú BBA	R$483.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	52.845	198	53.043
Swap (HVJ)	R$483.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(66.991)	819	(66.172)
Miranda							
Itaú BBA	R$299.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	32.687	122	32.809
Swap (HVJ)	R$299.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(41.444)	508	(40.936)
Subtotal					**(22.903)**	**1.647**	**(21.256)**
Posição em 31.12.2022					**(76.528)**	**(132.822)**	**(209.350)**

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

Atualmente, a Companhia tem contratados instrumentos derivativos junto a bancos de primeira linha, convertendo a exposição à variação cambial da moeda estrangeira para dívidas indexadas ao CDI com vencimentos anuais até 2026. Esses instrumentos foram designados como *hedge* de valor justo.

Em função das características dos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa para o seu registro contábil, conforme aplicável, com base nas políticas contábeis.

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

	Controladora	Consolidado
Ativo em 31.12.2020, líquido	**609.492**	**573.910**
Juros e variações monetárias	(108.741)	(157.104)
Variações cambiais	358.174	358.174
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(121.613)	(122.599)
Ajuste a valor justo por meio de ORA	16.877	16.877
Amortização de principal	(618.889)	(591.104)
Amortização de juros	(23.929)	(20.161)
Ativo em 31.12.2021, líquido	**111.371**	**57.993**
Juros e variações monetárias	(369.107)	(371.544)
Variações cambiais	(313.555)	(313.555)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(112.461)	(108.314)
Ajuste a valor justo por meio de ORA	(23.039)	(23.039)
Amortização de principal	314.386	359.755
Amortização de juros	204.311	189.354
(Passivo) em 31.12.2022, líquido	**(188.094)**	**(209.350)**

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

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	**105.767**	**104.253**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(121.613)	(122.599)
Ajuste a valor justo reconhecido em ORA	16.877	16.877
Saldos em 31.12.2021	**1.031**	**(1.469)**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(112.461)	(108.314)
Ajuste a valor justo reconhecido em ORA	(23.039)	(23.039)
Saldos em 31.12.2022	**(134.469)**	**(132.822)**

(Perdas) ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa

As perdas e os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa originados no exercício que estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes" são as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	(23.039)	16.877	(23.039)	16.877
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(101.851)	57.111
Hedge de fluxo de caixa – estoques	-	-	-	(2.786)
(Perdas) ganhos não realizados em operações de HFC	**(23.039)**	**16.877**	**(124.890)**	**71.202**

(ii) Operações de *hedge* de fluxo de caixa sobre obrigações

A Companhia mantém contratado em 31.12.2022 NDF com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho. Os NDF foram contratados em 29.12.2020 e o valor nocional, em 31.12.2022, era de US$ 26.739 mil, € 10.353 mil e Reimembi de Hong Kong (CN¥) 73.859 mil os quais estão firmados com o BNP Paribas e Itaú e têm seus vencimentos entre janeiro e abril de 2023.

Adicionalmente, a Companhia mantém contratado em 31.12.2022 NDF com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Os NDF foram contratados em 21.09.2022 e o valor nocional, em 31.12.2022, era de US$ 145.827 mil, € 81.425 mil, Rupias Indianas (INR) 992.493 mil e Reimembi de Hong Kong (CN¥) 650.511 mil os quais estão firmados com o HSBC, BNP Paribas, Itaú, XP Investimentos e Bank of America e têm seus vencimentos entre fevereiro e novembro de 2024.

Ainda, a Companhia mantém contratado em 31.12.2022 NDF com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Os NDF foram contratados em 21.11.2022 e o valor nocional, em 31.12.2022, era de US$ 251.832 mil os quais estão firmados com o Bradesco, HSBC e Itaú e têm seus vencimentos entre janeiro de 2023 e junho de 2025.

Em 31.12.2022, os ganhos não realizados dos referidos NDF totalizavam uma posição passiva, líquida de R$ 43.122 (R$ 58.729 de posição ativa, líquida em 31.12.2021). A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". As empresas dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Fotovoltaico Assú Sol possuem regime de tributação pelo lucro presumido. Já as empresas do Conjunto Eólica Serra do Assuruá estarão no regime tributário de lucro presumido. Dessa forma, a Companhia não constituiu impostos fiscais diferidos sobre os efeitos desta operação.

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

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e/ou de índices flutuantes. O cenário-base provável para 31.12.2023 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

	Variação 12 meses	Cenário Provável	Sensibilidade		
Risco de variação das taxas de juros e índices	31.12.2022	31.12.2023	Provável	Δ + 25% (1)	Administração
TJLP	7,2%	7,4%	0,2 p.p.	1,9 p.p.	0,3 p.p.
CDI	13,7%	12,2%	-1,5 p.p.	3,1 p.p.	-0,3 p.p.
IPCA	5,8%	5,3%	-0,5 p.p.	1,3 p.p.	-1,4 p.p.
IGP-M	5,5%	4,6%	-0,9 p.p.	1,2 p.p.	-0,5 p.p.

(1) Variações sobre o cenário provável de 2023.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.12.2022, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.12.2023 e demonstram os eventuais impactos adiciona 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem no resultado consolidado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e/ou índices flutuantes para os próximos, são estas:

	Saldos em	Sensibilidade		
	31.12.2022	Provável	Δ + 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	8.675.511	36.966	(99.923)	107.840
Dólar – com *swap* para o CDI	2.074.266	24.318	(52.608)	4.716
TJLP	1.160.515	(3.150)	(34.318)	(5.989)
Debêntures				
IPCA	5.360.693	30.881	(83.484)	90.097
CDI – com *swap* para o IPCA	85.852	223	(602)	650
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	584.066	8.220	(17.829)	1.591
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)				
IPCA	3.603.412	16.921	(45.072)	40.172
IGP-M	1.652.540	11.331	(15.877)	11.904
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.220.277	(15.787)	(61.649)	(59.993)

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

A Companhia atua no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, dentro dos limites de risco de mercado e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração, porém, em montantes não representativos se comparados com os resultados totais.

a.4.1) Posição patrimonial e ganhos (perdas) não realizados em operações de *trading* de energia

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

A marcação de mercado é baseada, prioritariamente, nos preços das negociações dos produtos *forwards* (ou futuros) de energia do mercado ativo de balcão, em não havendo liquidez representativa nesse mercado, utilizamos técnicas que, consideram em nossos cálculos, os preços estabelecidos para os produtos *forward* (ou futuros), projetados por entidades especializadas. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em 31.12.2022 e 31.12.2021, foi de 7,1%.

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

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	209.928	(189.932)	19.996	206.647	(190.348)	16.299
Não circulante	45.638	(31.527)	14.111	100.523	(80.414)	20.109
	255.566	**(221.459)**	**34.107**	**307.170**	**(270.762)**	**36.408**

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

	Consolidado
Saldo em 31.12.2020	**16.635**
Ganho não realizado reconhecido no exercício	26.289
Perda não realizada reconhecido no exercício	(6.516)
Saldo em 31.12.2021	**36.408**
Ganho não realizado reconhecido no exercício	1.074
Perda não realizada reconhecida no exercício	(3.375)
Saldo em 31.12.2022	**34.107**

a.4.2) Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia.

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

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

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

	Consolidado		
	31.12.2022	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	34.107	34.025	34.179

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

b) Risco de gerenciamento de capital

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

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Instrumentos de dívida	6.257.545	9.009.397	17.941.125	20.644.877
Efeitos de *hedge*	188.094	(111.371)	209.350	(57.993)
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(10.741)	(568.593)	(229.098)	(818.651)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(321.005)	(2.559.208)	(2.235.887)	(5.156.406)
Dívida líquida	**6.113.893**	**5.770.225**	**15.685.490**	**14.611.827**
Patrimônio líquido	**8.436.522**	**7.929.008**	**8.440.172**	**7.932.597**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**0,7**	**0,7**	**1,9**	**1,8**

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento da Companhia, calculados com base no Ebitda, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 3,5 a razão entre o endividamento líquido e o Ebitda. Além disso, com relação ao endividamento bruto, a maior restrição estipulada nos contratos de dívida é 4,5 vezes o Ebitda.

c) Risco de aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis às operações dessa natureza, relacionadas ao atingimento de indicadores de desempenho financeiro. Caso a Companhia não atenda a alguma destas cláusulas, as dívidas poderão ter seus respectivos vencimentos adiantados. Mais informações vide Nota 15 – Instrumentos de dívida.

d) Risco de crédito

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

d.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio da utilização de um mecanismo de constituição de garantias previstos nos próprios contratos, que envolvem os recebíveis de seus clientes, cuja gestão é realizada por uma instituição financeira previamente definida.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica no ACL para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão nas modalidades de fiança bancária e seguro-garantia. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, por meio de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

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

d.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

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

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

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2022, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

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

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

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

Conforme anteriormente mencionado, as principais operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram os *swaps* e NDF para proteção contra a variação cambial e do CDI dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano e das debêntures da 1ª série de Jaguara e Miranda com atualização pelo CDI, e de obrigações com fornecedores, conforme descrito no item a.2 - Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira.

e) Risco de liquidez

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

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

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

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2022. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	150.514	10.381	-	-	160.895
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	422.761	1.564.894	1.564.894	5.043.875	8.596.424
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[1]	799.123	1.441.130	607.673	-	2.847.926
Debêntures	416.146	2.023.713	1.419.320	1.320.872	5.180.051
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	217	8	-	-	225
	1.788.761	**5.040.126**	**3.591.887**	**6.364.747**	**16.785.521**

	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	537.430	59.817	34.124	458.883	1.090.254
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	430.602	1.580.514	1.580.514	5.122.624	8.714.254
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[1]	1.672.799	3.488.619	2.562.091	10.523.396	18.246.905
Debêntures[1]	873.186	2.903.405	2.099.291	2.459.033	8.334.915
Ações preferenciais resgatáveis	180.663	152.634	168.436	787.846	1.289.579
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	217	8	-	-	225
	3.694.897	**8.184.997**	**6.444.456**	**19.351.782**	**37.676.132**

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

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

f) Risco hidrológico

O suprimento de energia do SIN acontece, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita às variações pelas condições hidrológicas verificadas, tanto pelas condições na região geográfica em que a usina opera como pelas condições em usinas de outras cascatas, que venham a influenciar no volume de água disponível para geração.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que poderá afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE, que funciona como um "condomínio", em que o risco hidrológico é compartilhado entre todas as usinas participantes do Mecanismo.

Com o objetivo de se proteger ainda mais do risco hidrológico, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava comercializada no ACR.

Em 31.12.2022, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.417,7 MW médios. No acordo retro mencionado foram repactuados 1.344,5 MW médios, dos quais 1.243,7 MW médios, aproximadamente 92,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda destinada ao atendimento de Cotas de Garantia Física – 377,4 MW médios – é garantida pelas regras contratuais estabelecidas pelo Poder Concedente e também está blindada desse risco, vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

Com relação aos impactos causados no MRE por razões não hidrológicas do passado, os geradores terão direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração de forma a compensar as perdas percebidas, nos termos das Leis n° 14.052/2020 e n° 14.182/2021. Mais detalhes estão apresentados na Nota 12 – Intangível.

A fim de reduzir a exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de déficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar parte do volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios. O período úmido de 2022 foi abundante em chuvas, preenchendo os reservatórios e trazendo mais conforto operativo para o ONS.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

		Controladora		Consolidado	
	Hierarquia	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	310.227	2.556.679	2.146.145	5.104.491
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	-	165.442	-	165.442
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	255.566	307.170
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	10.778	2.529	89.742	51.915
Contas a receber de clientes	N.A.	548.027	490.039	1.149.267	1.124.096
Depósitos vinculados	N.A.	41.618	599.004	270.497	904.038
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.220.277	3.062.750
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	2.561	31.981	61.290
		910.650	**3.816.254**	**7.163.475**	**10.781.192**
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	2.074.266	2.876.759	2.074.266	2.876.759
Debêntures	Nível 2	-	-	85.852	257.852
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	188.094	51.401	209.350	104.779
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	221.459	270.762
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	158.477	203.672	689.207	797.239
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	222	35.189	9.836.248	8.758.253
Empréstimos em moeda estrangeira	N.A.	-	1.962.089	-	1.962.089
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	584.066	510.160
Debêntures	N.A.	4.183.057	4.135.360	5.360.693	6.279.764
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	N.A.	5.193.447	4.758.093	5.255.952	4.818.791
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos[1]	N.A.	-	-	109.050	84.403
Ressarcimento às distribuidoras[1]	N.A.	-	-	199.604	471.094
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	5.231	75.103	5.231
		11.797.563	**14.027.794**	**24.700.850**	**27.197.176**

(1) Apresentado como parte das rubricas “Outros passivos circulantes” e “Outros passivos não circulantes”.

g.1) Mensuração do valor justo

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

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

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

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

- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente, por meio de outras informações, diferentes dos preços cotados (nível 1); e

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

h) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças significativas entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

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

	Controladora			
	31.12.2022		31.12.2021	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	222	223	35.189	30.105
Empréstimos em moeda estrangeira	2.074.266	2.074.264	4.838.848	4.844.101
Debêntures	4.183.057	3.927.180	4.135.360	4.114.931
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.193.447	4.760.066	4.758.093	4.004.534
	11.450.992	**10.761.733**	**13.767.490**	**12.993.671**

	Consolidado			
	31.12.2022		31.12.2021	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.220.277	3.188.126	3.062.750	2.953.958
	3.220.277	**3.188.126**	**3.062.750**	**2.953.958**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	9.836.248	9.925.470	8.758.253	8.865.558
Empréstimos em moeda estrangeira	2.074.266	2.074.264	4.838.848	4.844.101
Ações preferenciais resgatáveis	584.066	604.648	510.160	532.482
Debêntures	5.446.545	5.177.200	6.537.616	6.626.378
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.255.952	4.818.325	4.818.791	4.056.697
	23.197.077	**22.599.907**	**25.463.668**	**24.925.216**

NOTA 15. INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Prática contábil:

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

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

Os instrumentos de dívida são compostos pelo saldo de empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Empréstimos e financiamentos	2.074.488	4.874.037	11.910.514	13.597.101
Debêntures	4.183.057	4.135.360	5.446.545	6.537.616
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	584.066	510.160
TOTAL	**6.257.545**	**9.009.397**	**17.941.125**	**20.644.877**
Passivo circulante	**830.271**	**2.818.436**	**1.652.968**	**3.390.934**
Passivo não circulante	**5.427.274**	**6.190.961**	**16.288.157**	**17.253.943**

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
Repasse BNDES (Bancos)[1]	214	8	222	1.533	222	1.755
NIB	-	-	-	33.199	-	33.199
Encargos	-	-	-	235	-	235
	214	**8**	**222**	**34.967**	**222**	**35.189**
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	91.892	83.778	175.670	90.077	158.904	248.981
ENGIE – 6ª emissão	112.331	482.036	594.367	111.479	555.003	666.482
ENGIE – 7ª emissão	-	945.706	945.706	-	890.827	890.827
ENGIE – 9ª emissão	-	1.964.675	1.964.675	-	1.853.388	1.853.388
ENGIE – 10ª emissão	9.643	410.022	419.665	-	395.238	395.238
Encargos	82.974	-	82.974	80.444	-	80.444
	296.840	**3.886.217**	**4.183.057**	**282.000**	**3.853.360**	**4.135.360**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**297.054**	**3.886.225**	**4.183.279**	**316.967**	**3.853.582**	**4.170.549**

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	-	-	-	1.674.128	-	1.674.128
BNP Paribas	-	-	-	279.025	-	279.025
Encargos	-	-	-	8.936	-	8.936
	-	**-**	**-**	**1.962.089**	**-**	**1.962.089**
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	518.779	630.360	1.149.139	-	1.276.919	1.276.919
HSBC	-	-	-	519.069	-	519.069
Scotiabank	-	473.922	473.922	-	561.809	561.809
MUFG[2]	-	436.767	436.767	-	498.651	498.651
Encargos	14.438	-	14.438	20.311	-	20.311
	533.217	**1.541.049**	**2.074.266**	**539.380**	**2.337.379**	**2.876.759**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**830.271**	**5.427.274**	**6.257.545**	**2.818.436**	**6.190.961**	**9.009.397**

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

Os saldos dos instrumentos de dívida na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**830.271**	**5.427.274**	**6.257.545**	**2.818.436**	**6.190.961**	**9.009.397**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	-	-	-	(165.442)	(165.442)
Posição passiva[1]	73.369	114.725	188.094	51.401	-	51.401
Efeitos do *hedge* (NDF) de fluxo de caixa						
Posição ativa	-	-	-	(2.561)	-	(2.561)
Posição passiva[1]	-	-	-	5.231	-	5.231
Empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos efeitos do *hedge*	**903.640**	**5.541.999**	**6.445.639**	**2.872.507**	**6.025.519**	**8.898.026**

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

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	384.307	8.537.720	8.922.027	267.461	7.600.450	7.867.911
Repasse BNDES (Bancos)[1]	214	8	222	1.533	222	1.755
BASA	38.557	758.378	796.935	5.570	724.048	729.618
BNB	2.427	93.497	95.924	-	86.932	86.932
NIB	-	-	-	33.199	-	33.199
Encargos	21.140	-	21.140	38.838	-	38.838
	446.645	**9.389.603**	**9.836.248**	**346.601**	**8.411.652**	**8.758.253**
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	91.892	83.778	175.670	90.077	158.904	248.981
ENGIE – 6ª emissão	112.331	482.036	594.367	111.479	555.003	666.482
ENGIE – 7ª emissão	-	945.706	945.706	-	890.827	890.827
ENGIE – 9ª emissão	-	1.964.675	1.964.675	-	1.853.388	1.853.388
ENGIE – 10ª emissão	9.643	410.022	419.665	-	395.238	395.238
Jaguara – 1ª emissão	115.800	599.886	715.686	40.123	673.389	713.512
Miranda – 1ª emissão	64.201	394.484	458.685	17.237	432.097	449.334
Pampa Sul - 1ª emissão	-	-	-	6.644	374.520	381.164
Pampa Sul - 2ª emissão	-	-	-	9.643	574.367	584.010
Encargos	86.239	-	86.239	96.828	-	96.828
	480.106	**4.880.587**	**5.360.693**	**372.031**	**5.907.733**	**6.279.764**
Ações preferenciais resgatáveis	**107.148**	**476.918**	**584.066**	**-**	**510.160**	**510.160**
	1.033.899	**14.747.108**	**15.781.007**	**718.632**	**14.829.545**	**15.548.177**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	-	-	-	1.674.128	-	1.674.128
BNP Paribas	-	-	-	279.025	-	279.025
Encargos	-	-	-	8.936	-	8.936
	-	**-**	**-**	**1.962.089**	**-**	**1.962.089**
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	518.779	630.360	1.149.139	-	1.276.919	1.276.919
HSBC	-	-	-	519.069	-	519.069
Scotiabank	-	473.922	473.922	-	561.809	561.809
MUFG[2]	-	436.767	436.767	-	498.651	498.651
Encargos	14.438	-	14.438	20.311	-	20.311
	533.217	**1.541.049**	**2.074.266**	**539.380**	**2.337.379**	**2.876.759**
Debêntures						
Jaguara – 1ª emissão	52.721	-	52.721	104.830	53.761	158.591
Miranda – 1ª emissão	32.610	-	32.610	64.838	33.258	98.096
Encargos	521	-	521	1.165	-	1.165
	85.852	**-**	**85.852**	**170.833**	**87.019**	**257.852**
	619.069	**1.541.049**	**2.160.118**	**710.213**	**2.424.398**	**3.134.611**
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**1.652.968**	**16.288.157**	**17.941.125**	**3.390.934**	**17.253.943**	**20.644.877**

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

Os saldos dos instrumentos de dívida no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**1.652.968**	**16.288.157**	**17.941.125**	**3.390.934**	**17.253.943**	**20.644.877**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	-	-	-	(165.442)	(165.442)
Posição passiva[1]	94.625	114.725	209.350	98.993	5.786	104.779
Efeitos do *hedge* (NDF) de fluxo de caixa						
Posição ativa	-	-	-	(2.561)	-	(2.561)
Posição passiva[1]	-	-	-	5.231	-	5.231
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**1.747.593**	**16.402.882**	**18.150.475**	**3.492.597**	**17.094.287**	**20.586.884**

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

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	**8.809.465**	**17.246.143**
Ingressos	914.984	4.086.821
Custo com emissão	-	(1.331)
Juros	355.210	927.907
Variações monetárias	384.392	1.097.840
Juros e V.M. capitalizados	-	79.358
Variações cambiais	358.174	358.174
Ajuste a valor justo	(122.552)	(123.813)
Amortização de principal	(1.279.298)	(2.197.814)
Amortização de juros	(410.978)	(828.408)
Saldos em 31.12.2021	**9.009.397**	**20.644.877**
Ingressos	-	788.790
Ingresso por aquisição de subsidiárias[1]	-	793.725
Juros	328.793	1.061.480
Variações monetárias	239.391	768.427
Juros e V.M. capitalizados	-	103.834
Variações cambiais	(313.555)	(313.555)
Ajuste a valor justo	(110.007)	(111.471)
Transferência para passivos relacionados a ANCMV[2]	-	(1.788.529)
Amortização de principal	(2.565.083)	(3.130.124)
Amortização de juros	(331.391)	(876.329)
Saldos em 31.12.2022	**6.257.545**	**17.941.125**

(1) Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.
(2) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.1) Principais transações realizadas em 2022

b.1.1) Financiamentos em moeda nacional

b.1.1.1) Contratação de novos financiamentos

Em dezembro de 2022, a Companhia, contratou financiamento com o BNDES no valor total de R$ 1.500.000. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é agosto de 2025. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção do Projeto Assuruá. A primeira liberação ocorrerá em março de 2023 no valor de R$ 500.000.

		Condições de pagamento	
Empresa	Juros	Vencimento	Principal e juros
EBE	IPCA + 6,7032% a.a.	12.2046	Juros e principal: mensais, a partir de 01.2026

b.1.1.2) Liberação de financiamentos

Em 2022 foi liberado o montante de R$ 114.913 para controlada indireta Novo Estado. Deste valor, R$ 70.372 foi liberado em junho e é referente ao financiamento com o BASA, contratado em 2020, e R$ 44.541, liberado em agosto, refere-se ao financiamento com o BNDES, contratado em 2020. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção dos sistemas de transmissão.

Em abril de 2022 foi liberado o montante de R$ 78.827 (R$ 77.348, líquidos dos custos de captação), referente ao financiamento da controladora indireta Gralha Azul com o BNDES, contratado em 2020. Os recursos foram destinados à construção dos sistemas de transmissão do Projeto.

Por fim, também em abril de 2022, foi liberado o montante de R$ 606.453 (R$ 587.566, líquidos dos custos de captação), referente aos financiamentos com o BNDES, contratados durante o ano de 2021, pelas controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Santo Agostinho. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto.

b.1.1.3) Ingresso por aquisição de subsidiárias

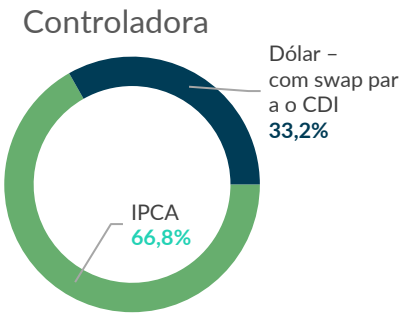
Em março de 2022, a Companhia concluiu a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu. Estes conjuntos possuem financiamentos firmados com o BNDES, os quais as principais condições contratadas foram estas:

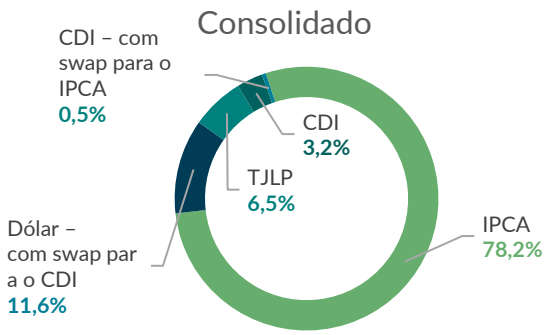
		Condições de pagamento			
Empresa	Juros	Vencimento	Principal e juros	*Covenants*	*Ingresso*
Floresta	TJLP + 2,15% a.a.	10.2036	Mensais	ICSD[1] ≥ 1,3	273.593
Paracatu	IPCA + 4,98% a.a.	10.2038	Mensais	ICSD ≥ 1,3	520.132

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

c) Composição das dívidas por indexadores e moeda

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	-	-	1.160.515	1.750.129
IPCA	-	33.431	8.675.511	7.006.366
Não indexado (taxa pré-fixada)	222	1.758	222	1.758
Moeda estrangeira – com *hedge*				
Dólar – com *swap* para taxa pré-fixada	-	523.875	-	523.875
Dólar – com *swap* para o CDI	2.074.266	2.352.883	2.074.266	2.352.883
Dólar – com NDF para dólar pré-fixado	-	1.962.090	-	1.962.090
	2.074.488	**4.874.037**	**11.910.514**	**13.597.101**
Debêntures				
IPCA	4.183.057	4.135.360	5.360.693	6.279.764
CDI – com *swap* para o IPCA	-	-	85.852	257.852
	4.183.057	**4.135.360**	**5.446.545**	**6.537.616**
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	584.066	510.160
	6.257.545	**9.009.397**	**17.941.125**	**20.644.877**

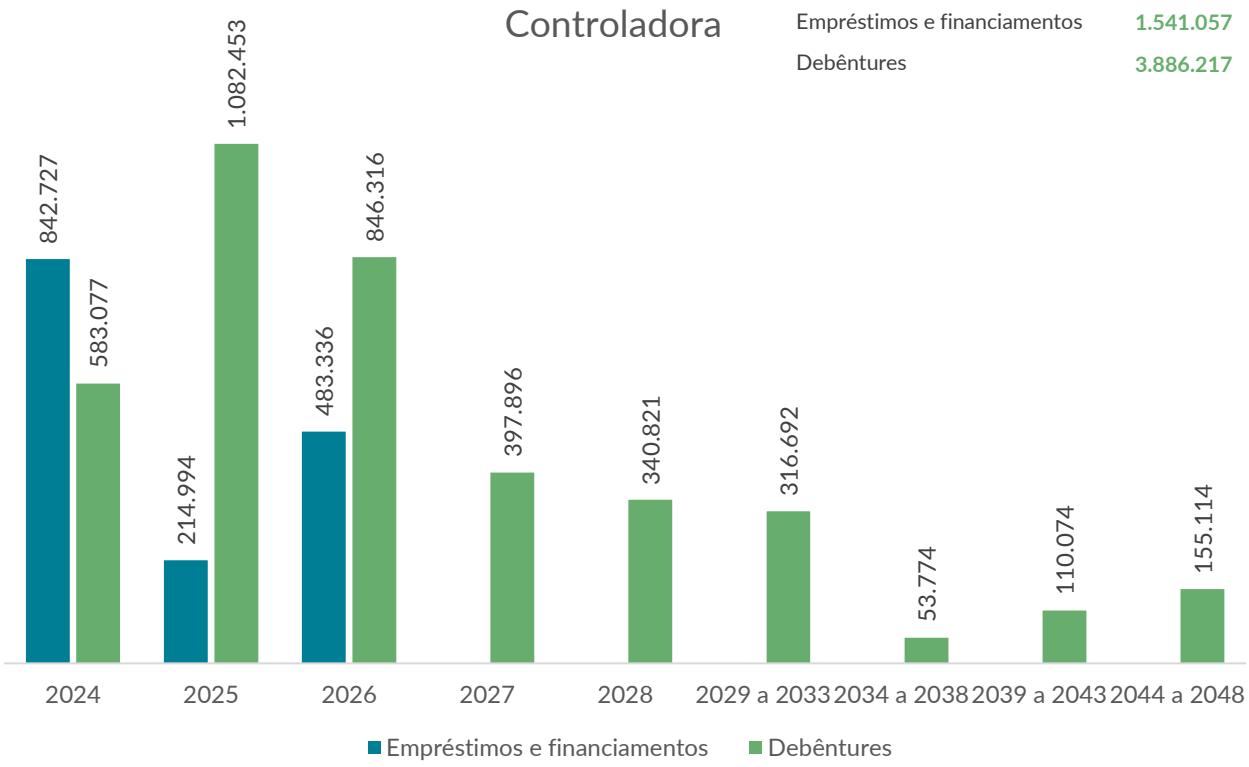


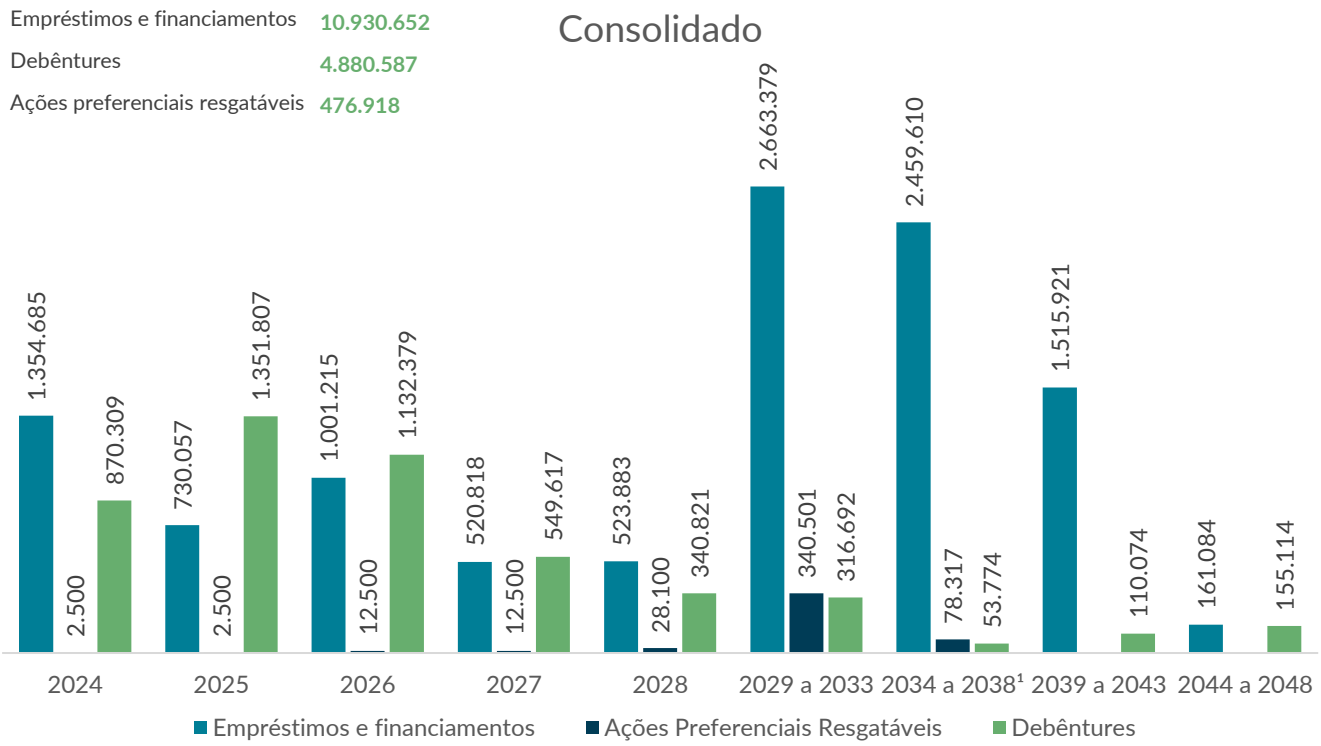


d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2022	2021
TJLP	7,2%	5,3%
CDI	13,7%	9,2%
IPCA	5,8%	10,1%
Dólar norte-americano	-6,5%	7,4%

e) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis apresentados no passivo não circulante





(1) O último vencimento das Ações Preferenciais Resgatáveis é 2034.

f) Condições das principais dívidas contratadas

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2022
Controladora						
Empréstimos e financiamentos						
Moeda nacional						
Repasse BNDES (Bancos) [3]	-	3,68% a.a.	Mensais	Mensais	11.2024	222
Moeda estrangeira (dólar)						
BNP Paribas IV	-	2,7300% a.a. com *swap* para CDI + 1,33% a.a.	Semestrais	04.2023	04.2023	521.863
BNP Paribas III	-	2,5400% a.a. com *swap* para CDI + 1,70% a.a.	Semestrais	03.2024	03.2024	634.595
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.	Semestrais	50% em 10.2024 e 50% em 10.2025	10.2025	439.158
Scotiabank IV	-	2,002% a.a. com *swap* para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	07.2026	478.650
Debêntures						
Moeda nacional						
5ª Emissão – Série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	12.2024	176.140
6ª Emissão – Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	07.2023	115.530
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	495.766
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	670.444
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	300.061
9 ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	719.856
9 ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	673.904
9 ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	473.150
9 ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	131.497
10 ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Anualmente a partir de 09.2022	Anualmente a partir de 09.2023	09.2046	426.709

Continua na próxima página

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2022
Controladas						
Empréstimos e financiamentos						
Ferrari						
BNDES Ampliação	-	TJLP + 1,76% a.a. [2]	Mensais	Mensais	07.2032	45.468
Assú V						
BNB	-	IPCA + 1,7624% a.a.	Trimestrais a partir de 07.2023; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	87.723
BNB	-	IPCA médio 12 meses + 4,4108% a.a.	Trimestrais a partir de 05.2022; Mensais a partir de 09.2024	Mensais a partir de 09.2024	08.2039	9.088
Conjunto Eólico Campo Largo						
BNDES	-	TJLP + 2,52% a.a. [2]	Mensais	Mensais	06.2035	394.684
BNDES	-	TJLP + 1,82% a.a. [2]	Mensais	Mensais	06.2035	459.667
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I						
BNDES	-	IPCA + 3,91% a.a.	Mensais	Mensais	12.2038	1.275.029
Gralha Azul						
BNDES	-	IPCA + 3,83% a.a.	Mensais, a partir de outubro de 2023	Mensais, a partir de outubro de 2023	03.2044	1.816.772
Conjunto Eólico Campo Largo II						
BNDES	-	IPCA + 4,23% a.a.	Mensais, a partir de setembro de 2021	Mensais, a partir de setembro de 2021	12.2039	1.385.949
Novo Estado						
BNDES	-	IPCA + 4,67% a.a.	Mensais, a partir de novembro de 2022	Mensais, a partir de novembro de 2022	05.2044	2.154.968
BASA	-	IPCA + 1,4452% a.a.	Mensais, a partir de novembro de 2022	Mensais, a partir de novembro de 2022	08.2044	799.074
Santo Agostinho						
BNDES	-	IPCA + 6,16% a.a.	Mensais	Mensais	11.2045	630.372
Floresta e Paracatu						
BNDES	-	TJLP + 2,15% a.a.	Mensais	Mensais	10.2036	260.696
BNDES	-	IPCA + 4,98% a.a.	Mensais	Mensais	10.2038	516.536

Continua na próxima página

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2022
			Encargos	Principal		
Controladas						
Debêntures						
Jaguara						
1ª Emissão - Série 1	483.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	53.043
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	717.676
Miranda						
1ª Emissão - Série 1	299.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com *swap* para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	32.809
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	459.960
Ações Preferenciais Resgatáveis						
Novo Estado						
APR Itaú	-	CDI + 1,05% a.a.	Parcelas semestrais a partir de 10.2023	parcelas anuais a partir de 10.2023	10.2034	584.066

(1) Aplicável somente para debêntures.
(2) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
(3) Os bancos são estes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

Nos anos de 2022 e 2021 a Companhia não contratou operações de risco sacado junto às instituições financeiras.

Mais informações acerca dos instrumentos de proteção vide Nota 14 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

g) Garantias

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

g.1) BNDES, Repasse BNDES (Bancos) e BASA

- **Financiamento de Projetos Eólicos:** (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (f) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção; e (g) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou da ECP.

- **Financiamento de empreendimento de transmissão:** (a) cessão dos direitos emergentes da concessão; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou fiança bancária.

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

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

g.3) Debêntures

- **Debêntures das controladas Jaguara e Miranda**: (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social; (d) fiança corporativa.

h) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2022
Consolidado		
Empréstimos e financiamentos		
Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	(i) Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 2,92 (ii) 2,87
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interveniente)	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5	2,49
Debêntures		
5ª, 6ª, 7ª e 9ª Emissões	(i) Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5	(i) 2,92[1] (ii) 2,87[1]
Controladas		
Empréstimos e financiamentos		
BNDES, BNB e BASA	Índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD[1]) ≥ 1,1 ou ≥ 1,2 ou ≥ 1,25 ou ≥ 1,3 dependendo da controlada	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
Debêntures		
Jaguara – 1ª Emissão	Individual: ICSD[2] ≥ 1,10	1,24
Miranda – 1ª Emissão	Individual: ICSD[2] ≥ 1,10	1,53

(1) Os agentes fiduciários possuem metodologias de cálculo diferentes, motivo pelo qual há duas medições diferentes para o ICSD.
(2) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia e suas controladas.

Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

NOTA 16. CONCESSÕES A PAGAR (Uso de Bem Público)

Prática contábil

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

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

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Usina Hidrelétrica Cana Brava	2.915.891	2.513.052	2.915.891	2.513.052
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.652.540	1.637.292	1.652.540	1.637.292
Usina Hidrelétrica São Salvador	625.016	607.749	625.016	607.749
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	62.505	60.698
	5.193.447	**4.758.093**	**5.255.952**	**4.818.791**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	399.390	267.117	406.871	274.071
Passivo não circulante	4.794.057	4.490.976	4.849.081	4.544.720
	5.193.447	**4.758.093**	**5.255.952**	**4.818.791**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de UBP para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. O passivo assumido se refere ao período de operação da concessão, de acordo com o fluxo de pagamento de cada contrato, sendo esses montantes os totais de UBP assumidos até o fim de cada contrato. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

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

b) Valores originais contratados

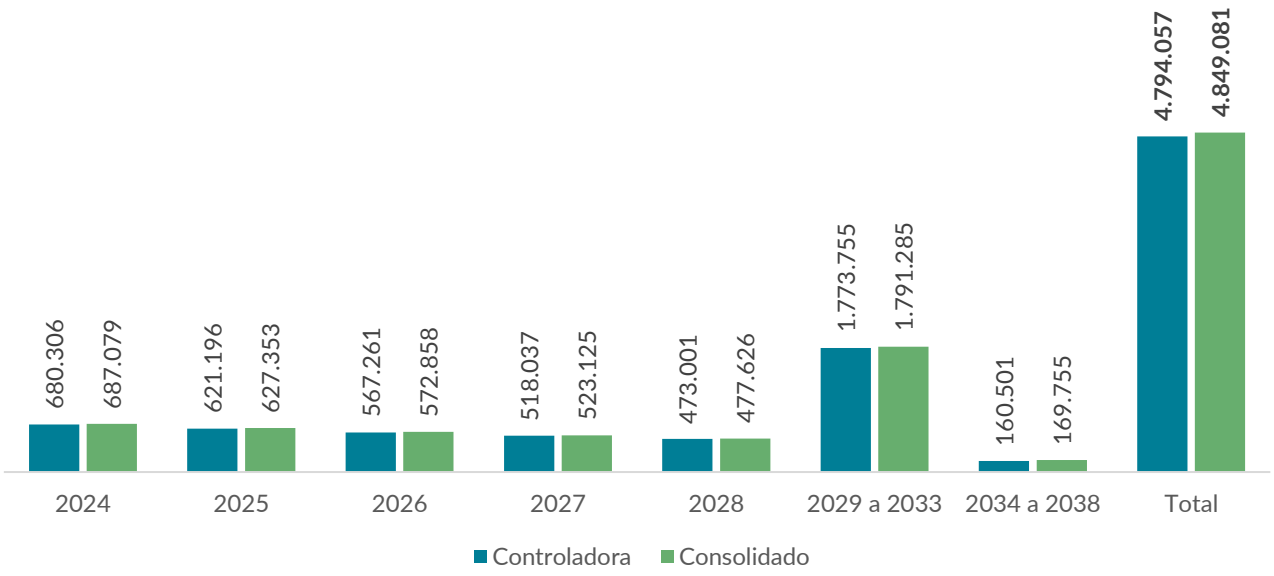
Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Ponte de Pedra) e do IPCA (Cana Brava, Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, como segue:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 30.09.2023	510	510	4.021	4.021
De 01.10.2023 a 30.09.2033	61.280	612.800	487.186	4.871.865
		613.310		**4.875.886**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.11.2034	31.109	**370.720**	217.174	**2.565.631**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**288.333**	79.769	**1.154.907**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	1.960	**30.057**	5.889	**117.830**

c) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	**3.955.765**	**4.012.318**
Atualização do valor presente	366.581	372.192
Variações monetárias	672.194	677.713
Amortizações	(236.447)	(243.432)
Saldos em 31.12.2021	**4.758.093**	**4.818.791**
Atualização do valor presente	457.138	463.113
Variações monetárias	260.113	263.605
Amortizações	(281.897)	(289.557)
Saldos em 31.12.2022	**5.193.447**	**5.255.952**

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



Os pagamentos das concessões a pagar indexadas ao IGP-M e ao IPCA estão cobertos por contratos de venda com os mesmos indexadores, em montantes superiores ao saldo das concessões a pagar.

NOTA 17. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

a) Obrigações trabalhistas

Prática contábil:

Correspondem aos benefícios de curto prazo aos empregados, como, por exemplo: (i) salários e contribuições para a seguridade social; (ii) licença anual remunerada e licença médica remunerada; (iii) participação nos lucros e bônus; e (iv) benefícios não monetários. São registrados quando os serviços são prestados à Companhia e correspondem ao montante não descontado dos benefícios de curto prazo dos empregados, que se espera que sejam pagos em troca destes serviços.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Provisão para participação nos resultados e bônus	87.576	88.457	87.599	97.794
Férias a pagar	31.867	31.622	34.600	35.990
Provisão para gastos com demissão voluntária	21.248	28.852	21.248	29.244
Folha de pagamento	9.517	6.665	10.362	8.204
	150.208	**155.596**	**153.809**	**171.232**

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

Em 2021, a Companhia disponibilizou aos seus colaboradores a possibilidade de aderência ao PDV, limitado a 99 vagas. O PDV teve adesão aberta para todos os empregados, exceto aqueles com contrato por prazo determinado, sendo o público-alvo e prioritário os empregados aposentados ou aposentáveis nos próximos anos, com possibilidade de saída até 15.12.2024. A data de desligamento foi consensada e definida entre o empregado e sua gerência, de acordo com a necessidade das atividades. O plano foi integralmente reconhecido em 2021, no montante estimado de R$ 34.557, baseado na quantidade de vagas e remuneração de colaboradores aptos a aderir ao plano. O empregado que aderiu ao PDV fará jus a um benefício financeiro pago a título de indenização. Os termos e condições do PDV de 2021 permanecem vigentes em 2022, e seguirão mantidos até a conclusão do plano corrente, em dezembro de 2024.

b) Obrigações com benefícios de aposentadoria

Prática contábil:

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

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

As mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: (i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício; e (ii) remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, no patrimônio líquido na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A Companhia também mantém planos de contribuição definida, cujas contribuições são reconhecidas no resultado quando incorridas.

A Companhia e suas controladas oferecem planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de CD e BD, este último fechado para novas adesões.

Em 2019 ocorreu a transferência de empregados da controladora para Pampa Sul e Diamante, entretanto os valores das obrigações com benefícios de aposentadoria destas não são significativos, motivo pelo qual nesta nota estão sendo apresentados apenas os saldos e mutações consolidados. Adicionalmente, em 18.10.2021, após o cumprimento das condições precedentes previstas no QPA, foi concluída a operação de venda da totalidade da participação societária que a Companhia possuía na Diamante, na qual foram transferidos, inclusive, colaboradores e obrigações vinculadas a estes. Além disso, em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o SPA que regula a venda da totalidade dos ativos e direitos da Usina Termelétrica Pampa Sul. Após a confirmação sobre o atendimento dos requerimentos do CPC 31 – Ativo não circulante mantido para venda e operações descontinuadas, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos da Pampa Sul nos grupos “ANCMV” e “Passivos relacionados a ANCMV”.

A Companhia patrocina ainda o Plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse Plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, e criação da Gerasul, atualmente ENGIE Brasil Energia, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, e não migraram para a PREVIG. As principais características dos planos administrados pela Companhia são estas:

b.1) Plano de Benefício Definido (BD)

O Plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do Plano é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

b.2) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia e suas controladas mantém ainda um Plano CD na PREVIG, denominado "Prevflex", que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no Plano BD ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no Plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no Plano CD. Esse Plano foi denominado "BSPS" e está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

b.3) Número de participantes

	Consolidado					
	ELOS BD		PREVIG BD		PREVIG BSPS	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Ativos	1	1	3	5	4	5
Aposentados	1.288	1.331	346	352	72	71
Pensionistas	693	677	83	74	9	10
	1.982	**2.009**	**432**	**431**	**85**	**86**

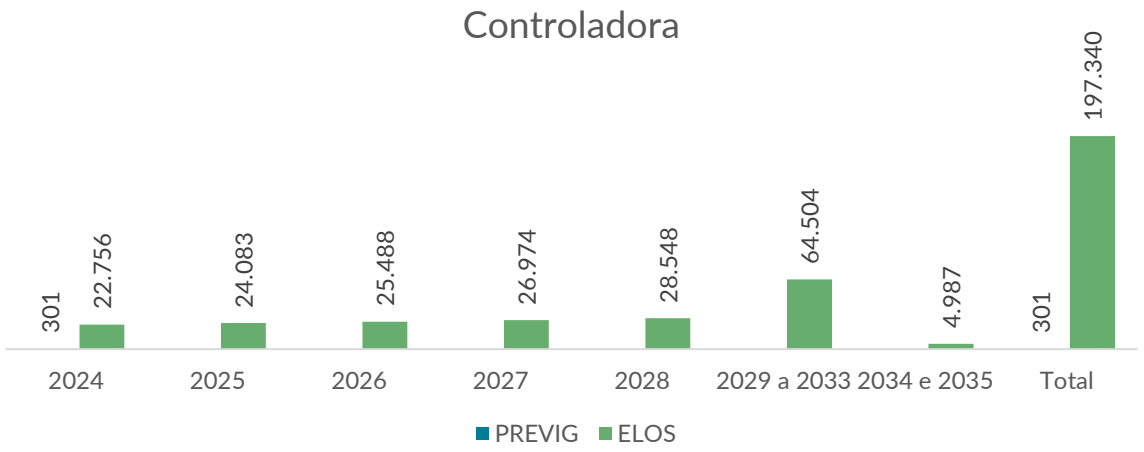
b.4) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	28.883	197.641	226.524	24.762	177.775	202.537
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	72	-	72
Déficit não contratado	25.086	21.318	46.404	17.230	244.172	261.402
Passivo atuarial registrado	**54.015**	**218.959**	**272.974**	**42.064**	**421.947**	**464.011**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

Em 28.02.2022, a Companhia assinou o plano de equacionamento da dívida com a fundação ELOS para equacionamento da parcela de sua responsabilidade do déficit relativo ao exercício de 2020. O valor contratado foi de R$ 31.507, o qual será pago em 156 parcelas mensais, atualizadas pelo INPC e juros de 5,69% a.a.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:



b.5) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos			GC	Total
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS		
31.12.2021					
Valor presente das obrigações	1.334.875	376.014	69.794	2.936	1.783.619
Valor justo dos ativos	(900.516)	(349.428)	(82.445)	-	(1.332.389)
Avaliação Atuarial	**434.359**	**26.586**	**(12.651)**	**2.936**	**451.230**
Excedente de obrigações contratadas	-	-	12.781	-	12.781
Passivo registrado em 31.12.2021	**434.359**	**26.586**	**130**	**2.936**	**464.011**
31.12.2022					
Valor presente das obrigações	1.254.395	363.909	68.137	2.385	1.688.826
Valor justo dos ativos	(986.067)	(367.043)	(86.192)	-	(1.439.302)
Avaliação Atuarial	**268.328**	**(3.134)**	**(18.055)**	**2.385**	**249.524**
Excedente de obrigações contratadas	-	5.395	18.055	-	23.450
Passivo registrado em 31.12.2022	**268.328**	**2.261**	**-**	**2.385**	**272.974**

b.6) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2022

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	74,1%	98,6%	99,5%
Empréstimos	1,9%	1,4%	-
Imóveis	2,6%	-	-
Outros	21,4%	-	0,5%
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	15,1%	12,1%	11,6%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

b.7) Mutação das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2020	**424.760**	**22.036**	**449**	**3.668**	**450.913**
Contribuição e custo do serviço corrente	180	(2.346)	2.379	(1.116)	(903)
Pagamentos de obrigações contratadas	(30.276)	(1.811)	(2.756)	-	(34.843)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	27.255	1.512	21	224	29.012
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	21.152	24.624	3.943	1.104	50.823
Mudanças nas premissas financeiras	(156.225)	(42.196)	(7.831)	(412)	(206.664)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	166.265	25.017	5.558	-	196.840
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	(1.633)	-	(1.633)
Risk Sharing - Plano de equacionamento de déficit	(18.752)	-	-	-	(18.752)
	12.440	**7.445**	**37**	**692**	**20.614**
Baixa por alienação de subsidiária	-	(250)	-	(532)	(782)
Passivo registrado em 31.12.2021	**434.359**	**26.586**	**130**	**2.936**	**464.011**
Contribuição e custo do serviço corrente	228	(851)	850	(686)	(459)
Pagamentos de obrigações contratadas	(37.283)	(1.992)	(986)	-	(40.261)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	42.950	2.520	(6)	272	45.736
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	51.229	10.143	2.021	24	63.417
Mudanças nas premissas financeiras	(83.348)	(26.598)	(5.198)	(147)	(115.291)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(104.839)	(12.942)	(765)	-	(118.546)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	5.395	3.954	-	9.349
Risk Sharing - Plano de equacionamento de déficit	(34.968)	-	-	-	(34.968)
	(171.926)	**(24.002)**	**12**	**(123)**	**(196.039)**
Transferência de passivos relacionados para ativos não circulantes mantidos para venda[1]	-	-	-	(14)	(14)
Passivo registrado em 31.12.2022	**268.328**	**2.261**	**-**	**2.385**	**272.974**

(1) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.8) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2023

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	27.902	91	251	28.244
Custo do serviço corrente	-	-	114	114
Despesas líquidas	**27.902**	**91**	**365**	**28.358**

b.9) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2022	31.12.2021
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	11,3%	10,3%
Plano PREVIG BD	11,3%	10,3%
Plano PREVIG BSPS	11,3%	10,3%
GC	11,3%	10,3%
Duration, em anos		
Plano ELOS BD	8,27	8,87
Plano PREVIG BD	9,19	10,16
Plano PREVIG BSPS	9,80	10,89
GC	7,60	7,00
Inflação	4,9%	4,8%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	4,9%	4,8%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	4,9%	4,8%
Fator de capacidade sobre os benefícios ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	98,0%	98,0%
Fator de capacidade sobre os salários ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	100,0%	100,0%
Fator de capacidade (benefícios e salários) GC	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2022 e 31.12.2021
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano ELOS BD	AT-2000 (básica, segregada por sexo)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria	
Planos PREVIG BD e BSPS	85
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	
Plano PREVIG BSPS	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar (“Família Média”) é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais (“Família Real”).

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano ELOS BD, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral (“Família Real”), inclusive os dois participantes ativos, os quais estão em BPD e já podem solicitar o início do recebimento do benefício.

b.10) Análise de sensibilidade

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(9.300)	(2.986)	(597)	(16)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	9.427	3.031	606	16

b.11) Benefício de Gratificação de Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

b.12) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do Plano BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2022 era R$ 1.039.237 (R$ 963.602 em 31.12.2021). Em 2022, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 14.716 (R$ 13.694 em 2021.

NOTA 18. PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Prática contábil:

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

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

a) Provisões

a.1) Composição das provisões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	48.643	46.841	62.710	59.409
Ambientais	16.482	14.894	16.482	14.894
Benefícios de aposentadoria	3.240	2.928	3.240	2.928
Ações diversas	11.112	11.105	21.606	31.645
	79.477	**75.768**	**104.038**	**108.876**
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	-	106.097	-
Ações diversas	4.781	4.379	4.892	4.478
	110.878	**4.379**	**110.989**	**4.478**
Trabalhistas	**20.836**	**20.748**	**21.804**	**21.744**
Desmobilização de ativos de geração	-	-	**299.069**	**257.729**
	211.191	**100.895**	**535.900**	**392.827**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	4.106	10.248	4.144	22.060
Passivo não circulante	207.085	90.647	531.756	370.767
	211.191	**100.895**	**535.900**	**392.827**

a.1.1) Desapropriações e servidões administrativas

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

a.1.2) ICMS sobre venda interestadual de energia elétrica

O cliente, quando da aquisição de energia elétrica da Companhia em 2002, para industrialização (utilização no seu processo produtivo) em seu estabelecimento localizado no Rio Grande do Sul, entendeu que o ICMS não deveria incidir sobre a operação, tendo em vista as disposições constitucionais (alínea "b" do inciso X do parágrafo 2º do artigo 155 da Constituição Federal) e legais (artigos 2º, parágrafo 1º, inciso III, e 3º, inciso III, da Lei Complementar nº 87/1996) aplicadas à matéria, e manifestou sua intenção em questionar referido tributo.

Em novembro de 2005, cliente e Companhia, esta na qualidade de substituta tributária, assinaram termo de responsabilidade e reembolso, no qual o cliente expressamente ratificou e declarou ser o único responsável por todos e quaisquer pagamentos, débitos e passivos, incluindo acréscimos, encargos ou penalidades, referentes ao ICMS incidente na operação relativa à aquisição interestadual de energia da Companhia, obrigando-se a reembolsar a Companhia e mantê-la indene de qualquer valor eventualmente por ela incorrido.

Após consultas do cliente e da Companhia à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul, a fiscalização estadual lavrou auto de lançamento constituindo o crédito tributário. Interpostos os recursos cabíveis na esfera administrativa, o auto de lançamento restou julgado procedente.

Por este motivo, em novembro de 2007 foi ajuizada ação ordinária para discutir o direito da Companhia em não submeter à incidência do ICMS as operações interestaduais de energia com o cliente, após o ajuizamento, em outubro de 2007, de medida cautelar preparatória, com pedido de liminar, visando à obtenção de Certidão Positiva com Efeito de Negativa de tributos administrados pela Secretaria da Fazenda, oferecendo-se, para tanto, bens em caução em valor suficiente para garantir o crédito tributário, requerendo-se, ainda, a não inclusão do nome da empresa nos registros do CADIN/RS.

Como garantia do crédito tributário a que se refere o processo, foram oferecidos em caução na medida cautelar imóveis que integram a unidade fabril do cliente no Rio Grande do Sul com respectivas construções civis, benfeitorias, máquinas e equipamentos, tendo sido avaliados e aceitos pelo Juízo.

Posteriormente, em 2012, houve o ajuizamento da execução fiscal pelo Estado do Rio Grande do Sul, sendo nela deferida a conversão da caução tomada nos autos da medida cautelar acima referida, em penhora. Assim, a execução fiscal restou suspensa até o julgamento definitivo da ação ordinária.

Após decisões desfavoráveis nas instâncias anteriores, o Recurso Especial no STJ não foi conhecido por decisão monocrática. O processo encontra-se em fase de Agravo Interno no Recurso Especial (nº 1.580.456/RS). No entanto, face à recente jurisprudência do STJ proferida em 2022, tornou-se mais difícil a reversão da decisão de inadmissibilidade do recurso, motivo pelo qual os advogados, a Companhia e o cliente entenderam por bem reavaliar o risco do processo para provável.

Tendo em vista o termo de responsabilidade e reembolso retro citado e os imóveis do cliente penhorados em garantia, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para afirmar que, em caso de condenação definitiva na esfera judicial, o valor da execução fiscal será integralmente arcado pelo cliente. Sendo assim, a provisão e o direito de reembolso, registrado na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" foram reconhecidos simultaneamente e apresentados de forma líquida no resultado.

a.1.3) Desmobilização de ativos de geração

Compreendem o valor presente dos custos estimados relativos à desmobilização dos ativos de geração eólica e solar. Mais informações vide Nota 11 – Imobilizado.

a.2) Mutação das provisões

	Controladora			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
Saldos em 31.12.2020	**74.716**	**5.103**	**12.985**	**92.804**
Adições de constituição[1]	-	668	10.581	11.249
Atualizações	9.968	113	1.180	11.261
Reversão por pagamento[2]	(5.552)	(5)	(144)	(5.701)
Reversão por revisão	(3.364)	(1.500)	(3.854)	(8.718)
Saldos em 31.12.2021	**75.768**	**4.379**	**20.748**	**100.895**
Adições de constituição[1]	2.030	107.264	3.825	113.119
Atualizações	9.180	626	2.019	11.825
Reversão por pagamento[2]	(2.796)	-	(2.254)	(5.050)
Reversão por revisão	(4.705)	(1.391)	(3.502)	(9.598)
Saldos em 31.12.2022	**79.477**	**110.878**	**20.836**	**211.191**

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.
(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2020	**101.235**	**5.667**	**14.026**	**200.076**	**321.004**
Adições de constituição[1]	8.760	676	10.773	33.780	53.989
Atualizações	10.984	115	1.199	23.873	36.171
Reversão por pagamento[2]	(5.876)	(98)	(166)	-	(6.140)
Reversão por revisão	(6.227)	(1.882)	(3.854)	-	(11.963)
Baixa por alienação de subsidiária	-	-	(234)	-	(234)
Saldos em 31.12.2021	**108.876**	**4.478**	**21.744**	**257.729**	**392.827**
Adições de constituição[1]	7.917	107.271	3.825	25.881	144.894
Atualizações	9.662	630	2.030	15.459	27.781
Reversão por pagamento[2]	(2.879)	-	(2.294)	-	(5.173)
Reversão por revisão	(19.538)	(1.390)	(3.501)	-	(24.429)
Saldos em 31.12.2022	**104.038**	**110.989**	**21.804**	**299.069**	**535.900**

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.
(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.

a.3) Riscos possíveis e remotos

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

a.3.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais e previdenciários	**703.403**	**674.819**	**706.060**	**675.423**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	576.650	529.335	576.650	529.335
Denúncia espontânea	45.444	43.686	45.444	43.686
Compensação de base negativa na sucessão	-	29.216	-	29.216
Outros	81.309	72.582	83.966	73.186
Cíveis	**7.234**	**14.294**	**28.142**	**55.974**
Trabalhistas	**11.339**	**12.372**	**20.329**	**13.069**
	721.976	**701.485**	**754.531**	**744.466**

a.3.1.1) Riscos fiscais

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

- PIS/Cofins sobre reembolso de combustível

Em 14.12.2018, foi expedido Auto de Infração contra a Companhia relativo a não incidência de PIS e Cofins sobre os montantes repassados pela Eletrobras como reembolso dos combustíveis utilizados na geração de energia das termelétricas da Companhia, no período compreendido entre janeiro de 2014 e dezembro de 2016, com o argumento principal de que esses recursos recebidos da Eletrobras têm natureza de receita de subvenção para custeio. Os referidos reembolsos têm como base o incentivo do Governo na compra de combustíveis fósseis utilizados em usinas termelétricas.

Conforme a Lei Federal nº 10.438/02, o Governo criou o fundo público denominado CDE, com o objetivo de promover a competitividade das usinas que utilizam o carvão mineral, limitando, desta forma, o escopo do fundo público CCC, anteriormente existente, aos sistemas isolados.

O fundo público CDE, ao qual se refere o auto de infração, é formado do seguinte modo: (i) a distribuidora de energia, em suas faturas, cobra do consumidor final os montantes da conta de consumo de energia elétrica, sobre os quais o PIS e Cofins são devidos, e repassa estes valores ao órgão responsável pela gestão da CDE; (ii) as geradoras que utilizam dos combustíveis fósseis adquirem estes combustíveis e armazenam os estoques físicos em nome do fundo responsável pela gestão, o qual mantém a posse legal destes ativos; e (iii) o fundo responsável pela gestão reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

Com base no mecanismo da CDE, a Companhia, em 15.01.2019, por meio de seus assessores externos, apresentou Recurso Voluntário ao auto de infração, no qual defende que: (i) a Companhia não possui a posse legal dos combustíveis; (ii) o reembolso não tem característica de subvenção para custeio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais de energia e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e Cofins os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Desta forma, a Companhia entende que os reembolsos objeto do auto de infração não estão sujeitos ao PIS e Cofins.

Em 24.01.2020, a Companhia tomou ciência da decisão desfavorável ao Recurso Voluntário. Na sequência, a Companhia apresentou Embargos de Declaração contra o Acórdão no âmbito do CARF, o que teve decisão desfavorável. Em 21.11.2022, interpôs Recurso Especial no CSRF, que não foi admitido em 29.12.2022. Em decorrência da não admissibilidade a companhia interpôs, em 09.01.2023, Agravo ao CSRF que aguarda apreciação. Porém, no entendimento da Companhia, os procedimentos adotados estão de acordo com a norma contábil e a legislação fiscal.

Por fim, a posição da Companhia e de seus advogados é no sentido de que a evolução do caso no CARF, ainda que o desfecho se concretize desfavoravelmente na esfera administrativa, não altera a avaliação de êxito favorável, ou seja, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para extinguir esta cobrança indevida de PIS e Cofins nas esferas superiores.

Este processo permanece com a Companhia após a alienação da subsidiária Diamante, visto que no período sob análise o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ainda fazia parte do parque gerador da controladora.

- Denúncia espontânea

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

- Compensação de base negativa na sucessão

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

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

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

O processo encontrava-se em tramitação final na CSRF, com Recurso Especial da Fazenda Nacional que versa apenas sobre a questão da denúncia espontânea, consolidada a vitória com relação ao aproveitamento da base de cálculo da base negativa que corresponde a quase a integralidade do julgado.

Diante da decisão administrativa irreformável, assim entendida como definitiva na órbita administrativa, a Companhia entendeu por bem revisitar o risco do processo para remoto.

a.3.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais e previdenciários	334.699	330.964	404.973	384.051
Cíveis	137.790	134.515	138.273	134.913
Trabalhistas	67.158	65.797	90.175	90.271
	539.647	**531.276**	**633.421**	**609.235**

b) Depósitos judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais e previdenciárias	39.606	49.876	42.483	50.238
Cíveis	20.941	19.040	21.345	19.434
Trabalhistas	7.351	9.266	7.607	9.526
	67.898	**78.182**	**71.435**	**79.198**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 24.130 (R$ 24.192 em 31.12.2021), na controladora e no consolidado, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 19. TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

a) Crédito de imposto de renda e contribuição social

Em 31.12.2022, a Companhia apresenta no ativo circulante o montante de R$ 131.251 e R$ 181.438 (R$ 163.182 e R$ 248.324 em 31.12.2021), na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a imposto de renda e contribuição social a recuperar, cuja expectativa é de que a compensação ocorra em 2023. Adicionalmente, a Companhia mantém o saldo em 31.12.2022 de R$ 1.066 e R$ 72.183 (R$ 2.398 e R$ 123.448 em 31.12.2021) na controladora e consolidado, respectivamente, relativos a créditos fiscais de PIS, Cofins e ICMS.

No ativo não circulante, a Companhia mantém registrado os montantes de R$ 19.209 e R$ 32.803 (R$ 19.209 e R$ 34.787 em 2021) na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a valores reconhecidos de atualização da Selic sobre repetição de indébitos tributários. Em 24.09.2021, o STF, no julgamento de mérito do nº 1.063.187, fixou a tese do Tema nº 962 no sentido de ser inconstitucional a incidência do IRPJ e da CSLL sobre os valores atinentes à taxa Selic recebidos em razão de repetição de indébito tributário. Segundo a decisão, unânime no mérito e em sede de repercussão geral, a Selic constitui mera indenização pelo atraso no pagamento da dívida, e não representa acréscimo patrimonial que é o fato gerador para a tributação do IRPJ e da CSLL.

b) Obrigações fiscais e regulatórias

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Imposto de renda e contribuição social a pagar	29.030	13.426	143.288	82.443
Outras obrigações fiscais e regulatórias	59.513	34.124	120.970	106.555
	88.543	**47.550**	**264.258**	**188.998**

b.1) Imposto de renda e contribuição social a pagar

Prática contábil:

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Imposto de renda	27.501	9.162	92.253	45.509
Contribuição social	1.529	4.264	51.035	36.934
	29.030	**13.426**	**143.288**	**82.443**

b.2) Outras obrigações fiscais e regulatórias

Prática contábil:

São registradas pelos valores conhecidos, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
PIS e Cofins	27.002	17.219	48.820	30.957
Royalties	26.271	11.808	34.238	17.081
ICMS	2.358	56	23.428	35.731
INSS	2.356	1.731	7.556	7.644
ISSQN	487	466	4.651	11.382
Taxa de fiscalização	1.249	1.207	2.379	2.066
Outros	4.122	2.674	4.345	3.095
	63.845	**35.161**	**125.417**	**107.956**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(4.332)	(1.037)	(4.447)	(1.401)
	59.513	**34.124**	**120.970**	**106.555**

c) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Prática contábil:

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

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

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, como segue:

c.1) Composição

Natureza	Controladora				
	31.12.2022				31.12.2021
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	2.165.587	541.397	194.903	736.300	781.403
Depreciação acelerada	949.424	237.356	85.448	322.804	316.084
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	459.988	114.997	41.399	156.396	178.114
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	104.268	26.067	9.384	35.451	58.745
ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Encargos financeiros capitalizados	54.859	13.715	4.937	18.652	19.443
Outros	131.103	32.776	11.799	44.575	17.806
		1.017.909	**366.447**	**1.384.356**	**1.405.700**
Ativo:					
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	1.254.053	313.513	112.865	426.378	424.057
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	150.409	37.602	13.537	51.139	10.018
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	145.421	36.355	13.088	49.443	41.486
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	124.724	31.181	11.225	42.406	44.759
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	97.218	24.305	8.750	33.055	31.627
Obrigações com benefícios de aposentadoria	46.041	11.510	4.144	15.654	88.872
Outros	106.074	26.518	9.547	36.065	36.798
		507.508	**182.705**	**690.213**	**677.617**
Valor líquido		**510.401**	**183.742**	**694.143**	**728.083**

Natureza	Consolidado				
	31.12.2022				31.12.2021
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	6.769.893	1.692.473	609.290	2.301.763	1.652.099
Remuneração de ativo financeiro de concessão	2.708.906	677.227	243.802	921.029	886.728
Repactuação do risco hidrológico	2.318.983	579.746	208.708	788.454	833.766
Depreciação acelerada	1.317.912	329.478	118.612	448.090	548.412
Apropriação dos encargos financeiros	628.561	157.140	56.571	213.711	252.295
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	459.988	114.997	41.399	156.396	178.114
Intangível de bonificação pela outorga	429.443	107.361	38.650	146.011	117.750
Valor justo de direitos de projeto adquirido	236.021	59.005	21.242	80.247	80.247
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	138.376	34.594	12.454	47.048	71.125
ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Outros	153.882	38.471	13.849	52.320	25.078
		3.842.093	**1.383.154**	**5.225.247**	**4.679.719**
Ativo:					
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	6.463.533	1.615.883	581.718	2.197.601	1.758.756
RBO	1.506.079	376.520	135.547	512.067	399.398
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	1.254.053	313.513	112.865	426.378	424.057
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	929.587	232.397	83.663	316.060	327.447
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	171.985	42.996	15.479	58.475	28.774
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	150.203	37.551	13.518	51.069	47.816
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	124.724	31.181	11.225	42.406	44.759
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	108.665	27.166	9.780	36.946	38.929
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Obrigações com benefícios de aposentadoria	46.041	11.510	4.144	15.654	88.873
Outros	228.665	57.166	20.579	77.745	77.220
		2.772.407	**998.067**	**3.770.474**	**3.236.029**
Valor líquido		**1.069.686**	**385.087**	**1.454.773**	**1.443.690**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		1.105.334	400.018	1.505.352	1.504.825
Ativo[1]		(35.648)	(14.931)	(50.579)	(61.135)
Total		**1.069.686**	**385.087**	**1.454.773**	**1.443.690**

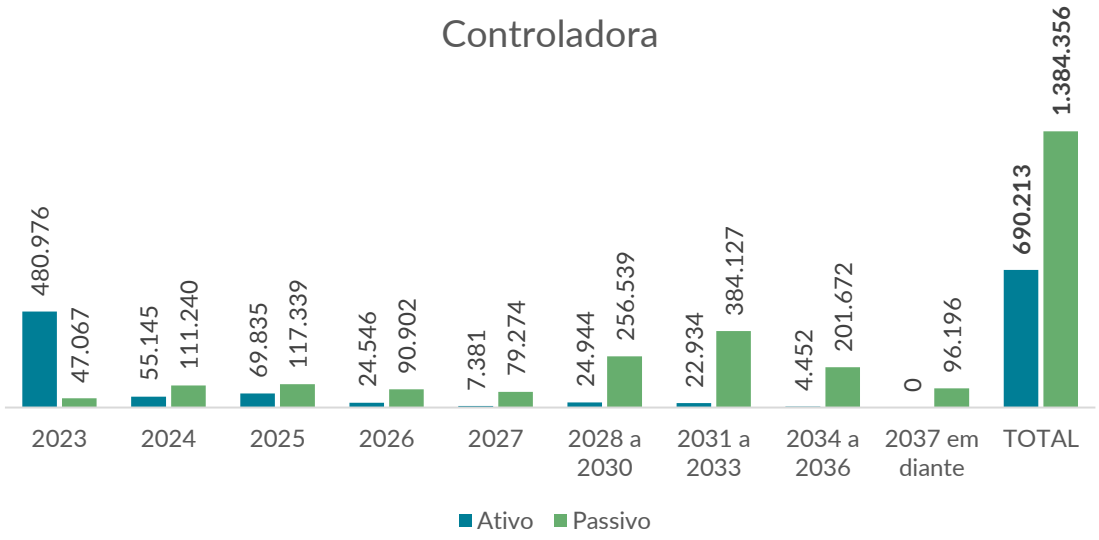
(1) Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

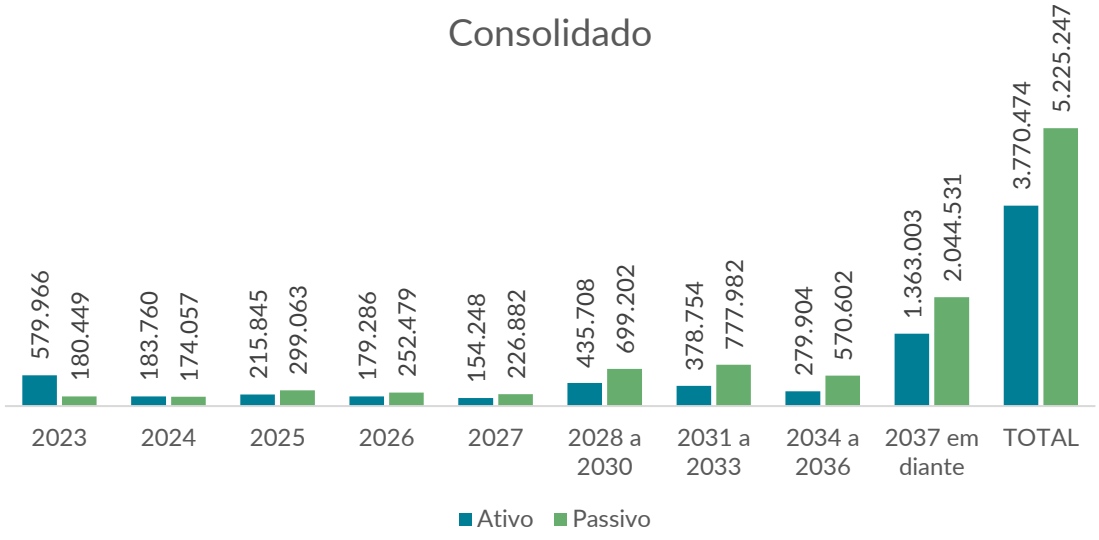
c.2) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	**828.239**	**1.475.580**
Impostos diferidos no resultado	(98.874)	(30.881)
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(1.282)	(1.940)
Baixa por alienação de subsidiária	-	931
Saldos em 31.12.2021	**728.083**	**1.443.690**
Impostos diferidos de empresa adquirida	-	513
Impostos diferidos no resultado	(92.762)	51.502
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	58.822	58.819
Transferência para passivos relacionados a ANCMV[1]	-	(99.751)
Saldos em 31.12.2022	**694.143**	**1.454.773**

(1) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

c.3) Expectativa de realização e exigibilidade





d) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**2.842.601**	**2.842.601**	**2.842.601**	**1.503.526**	**1.503.526**	**1.503.526**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(710.650)**	**(255.834)**	**(966.484)**	**(375.882)**	**(135.317)**	**(511.199)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	498.493	179.457	677.950	367.836	132.421	500.257
Juros sobre o capital próprio	50.000	18.000	68.000	15.000	5.400	20.400
Selic sobre repetição de indébito tributário	23.834	1.282	25.116	14.011	5.044	19.055
Incentivos fiscais[1]	10.838	-	10.838	32.446	-	32.446
Outros	4.423	635	5.058	(885)	125	(760)
	(123.062)	**(56.460)**	**(179.522)**	**52.526**	**7.673**	**60.199**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(191.076)	(81.208)	(272.284)	(19.982)	(18.693)	(38.675)
Diferido	68.014	24.748	92.762	72.508	26.366	98.874
	(123.062)	**(56.460)**	**(179.522)**	**52.526**	**7.673**	**60.199**
Alíquota efetiva	**4,3%**	**2,0%**	**6,3%**	**-3,5%**	**-0,5%**	**-4,0%**

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

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**3.285.294**	**3.285.294**	**3.285.294**	**1.819.434**	**1.819.434**	**1.819.434**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(821.324)**	**(295.676)**	**(1.117.000)**	**(454.859)**	**(163.749)**	**(618.608)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	181.784	65.442	247.226	150.496	54.179	204.675
Incentivos fiscais[1]	88.593	7.135	95.728	106.703	-	106.703
Juros sobre o capital próprio	50.000	18.000	68.000	15.000	5.400	20.400
Variação entre bases do lucro real e presumido	35.986	10.156	46.142	2.157	(2.849)	(692)
Selic sobre repetição de indébito tributário	24.038	1.356	25.394	22.518	8.106	30.624
Outros	14.931	(1.147)	13.784	1.475	959	2.434
	(425.992)	**(194.734)**	**(620.726)**	**(156.510)**	**(97.954)**	**(254.464)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(387.932)	(181.292)	(569.224)	(178.921)	(106.424)	(285.345)
Diferido	(38.060)	(13.442)	(51.502)	22.411	8.470	30.881
	(425.992)	**(194.734)**	**(620.726)**	**(156.510)**	**(97.954)**	**(254.464)**
Alíquota efetiva	**13,0%**	**5,9%**	**18,9%**	**8,6%**	**5,4%**	**14,0%**

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

NOTA 20. OUTROS PASSIVOS

Prática contábil:

As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou estimados e, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Instrumentos financeiros derivativos – *hedge*[1]	188.094	56.632	284.453	110.010
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	199.604	471.094
Fornecedores[2]	8.286	13.203	153.809	127.709
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	109.050	84.403
Adiantamento de clientes	-	462	10.653	18.999
Outras contas a pagar	56.514	100.890	116.009	188.502
	252.894	**171.187**	**873.578**	**1.000.717**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	125.516	150.147	442.049	769.364
Passivo não circulante	127.378	21.040	431.529	231.353
	252.894	**171.187**	**873.578**	**1.000.717**

(1) Mais informações vide Nota 14 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros; item a.2.
(2) Mais informações vide Nota 13 - Fornecedores.

a) Ressarcimento às distribuidoras

A Companhia apresenta em seu passivo montante relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V, dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e Pampa Sul. Estes contratos preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês, e posterior ressarcimento por parte da Companhia.

Os principais critérios de reconhecimento estão demonstrados abaixo:

Empresa	Leilão	Tipo	Critérios de reconhecimento	2022	2021
Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I	20º Leilão de Energia Nova / 22º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** (i) ressarcimento anual: flexibilização de 10%, ocorrendo em função da variabilidade dos ventos e fatores gerais do mercado de energia. Entregas menores que 90% da energia contratada são mensuradas anualmente; e (ii) ressarcimento quadrienal: flexibilização verificada no contexto quadrienal, motivado pelo regime sazonal de ventos. Sendo assim, cada cálculo perdoado no ressarcimento anual é considerado para o quadriênio, assim como é considerado nas energias entregues acima de 100% de cada ano. **Valoração:** diferença mensurada com o maior entre o preço de venda fixado no leilão e o PLD do período de referência. **Pagamento:** é realizado no ano subsequente da mensuração, por meio da redução da fatura de venda.	175.582	113.056
Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** diferença multiplicada pelo preço do contrato. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização do contrato para a CCEE no ano subsequente.	24.022	-
Pampa Sul	20º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** diferença entre a indisponibilidade programada verificada e a indisponibilidade declarada para cálculo da garantia física. **Valoração:** com base no Índice de Custo-Benefício (ICB) do contrato, atualizado pelo IPCA (apuração até 2021). **Pagamento:** a maior parte do valor foi liquidado em 2022, restando um saldo de R$ 56.000, que segue em discussão, sobre a excludente de responsabilidade de Pampa Sul, relativos a indisponibilidade de conexão. O valor foi reclassificado para o ativo, visto que há saldo disponível em contas a receber com distribuidoras. Adicionalmente, os saldos de ativos e passivos de Pampa Sul foram reclassificados para ANCMV. Mais informações, vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda. A partir de 2022, quaisquer diferenças entre geração e disponibilidade máxima contratual serão liquidadas mensalmente na CCEE.	-	355.276
Assú V	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** diferença multiplicada pelo preço do contrato. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização do contrato para a CCEE no ano subsequente.	-	2.762
				199.604	**471.094**

Deste montante, R$ 268.177, líquidos de PIS e Cofins, foram reconhecidos no ano de 2022 (R$ 246.912, reconhecidos no ano de 2021), tendo como contrapartida as receitas auferidas às distribuidoras.

b) Obrigações vinculadas à aquisição de ativos

Em 31.12.2022, a Companhia, por meio de suas controladas, mantém registrados os montantes de R$ 94.459 e 11.846, relativos à aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, respectivamente. Além disso, a Companhia efetuou a baixa da totalidade do saldo em aberto, relativo à aquisição da Solairedirect, devido ao não cumprimento de marcos contratuais, no montante de R$ 38.760, sendo R$ 35.706 contra reservas de capital no patrimônio líquido e R$ 3.054 contra o resultado financeiro.

Em dezembro de 2022, a Companhia efetuou o resgate de parte do valor dos depósitos vinculados, devido ao não cumprimento de marcos contratuais relativos à aquisição da Transmissora Novo Estado, e posteriormente, liquidou as obrigações condicionadas, no valor de R$ 46.042. Adicionalmente, a Companhia reverteu parte da obrigação a título de ajuste de preço pós-período de mensuração da combinação de negócios, no montante de R$ 20.090. Mais informações, vide Nota 5 – Depósitos vinculados.

NOTA 21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 7.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios findos em 31.12.2022 e 31.12.2021.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2022 e 31.12.2021, era R$ 4.902.648, totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2022, era de R$ 10,37 (R$ 9,72 por ação, em 31.12.2021).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2022 e 31.12.2021, era este:

	31.12.2022		31.12.2021	
Acionistas	**Lote de ações ordinárias**	**Participação no capital**	**Lote de ações ordinárias**	**Participação no capital**
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.425.026	9,86%	80.464.085	9,86%
Demais acionistas	174.861.923	21,43%	174.822.864	21,43%
	815.927.740	**100,00%**	**815.927.740**	**100,00%**

Em 31.12.2022 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 56.088 ações da Companhia (78.488 em 31.12.2021).

c) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2022	**31.12.2021**
Reserva legal	980.530	980.530
Reserva de incentivos fiscais	273.736	264.783
Reserva de retenção de lucros	1.127.417	1.766.086
	2.381.683	**3.011.399**

c.1) Reserva Legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

No ano de 2021, a Companhia atingiu o limite de 20% do capital social e, portanto, não houve destinação de reserva legal no ano de 2022.

c.2) Reservas de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas detentoras do benefício – Usinas Ponte de Pedra e São Salvador, com base no art. 626 do Decreto n° 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2022	31.12.2021
Lucro da exploração	**47.943**	**247.882**
Imposto de renda nominal (15%)	7.191	37.182
Adicional de imposto de renda	4.746	3.947
Imposto de renda calculado	**11.937**	**41.129**
Incentivo fiscal (%)	75%	75%
Incentivo fiscal	**8.953**	**30.847**

c.3) Reservas de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades. Em 31.12.2022 e 31.12.2021, a Administração da Companhia optou por não destinar valores à reserva de retenção de lucros, sendo o montante remanescente após a constituição das reservas legal e de incentivos fiscais, utilizado na proposição de dividendos e para a realização dos custos atribuídos.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela controlada em conjunto TAG, pelos Conjuntos Eólico Santo Agostinho e Serra do Assuruá e pelo Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, controladas indiretas; (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre empréstimos em moeda estrangeira e de exposição agregada; e (iv) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG.

O quadro a seguir apresenta os efeitos acumulados de outros resultados abrangentes:

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	17	67.693	(128.354)	67.840	(128.199)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19	(23.016)	43.639	(23.066)	43.586
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		97	102	-	-
		44.774	**(84.613)**	**44.774**	**(84.613)**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
(Perdas) ganhos não realizadas originadas no exercício	14	-	23.039	(43.122)	81.768
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19	-	(7.833)	-	(7.833)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(43.122)	58.729	-	-
Ganhos não realizados originados no exercício de controlada em conjunto	10	(339.670)	(755.999)	(339.670)	(755.999)
Mudança de participação em controlada em conjunto		(99.230)	(99.230)	(99.230)	(99.230)
		(482.022)	**(781.294)**	**(482.022)**	**(781.294)**
		(437.248)	**(865.907)**	**(437.248)**	**(865.907)**

e) Participação de acionista não controlador

Refere-se à participação acionária de terceiros no equivalente a 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

f) Lucro por ação básico e diluído

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucos por ação.

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021
Lucro líquido do exercício	2.663.079	1.563.725
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**3,26387**	**1,91650**

O cálculo é realizado por meio da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias da controladora, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o exercício. A Companhia não possui ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 22. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

Prática contábil:

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

a) Cálculo

	31.12.2022	31.12.2021
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	2.663.079	1.563.725
Reserva legal	-	(43.650)
Reserva de incentivos fiscais	(8.953)	(30.847)
Realização do custo atribuído do imobilizado	40.048	(100.089)
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	11.684	10.177
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	**2.705.858**	**1.399.316**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	1.050.698	789.518
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	170.579	51.287
Dividendos adicionais propostos	1.455.160	549.798
Subtotal	**2.676.437**	**1.390.603**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	29.421	8.713
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**2.705.858**	**1.399.316**

b) Mutação de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	**1.407.161**	**1.410.713**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.459.112	1.459.237
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.789.231)	(2.792.602)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(12.077)	(12.077)
Saldos em 31.12.2021	**64.965**	**65.271**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.439.165	2.440.593
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.284.784)	(2.286.031)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(9.308)	(9.308)
Saldos em 31.12.2022	**210.038**	**210.525**

c) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a parcela equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

d) Dividendos e juros sobre capital próprio do exercício de 2021

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05.08.2021, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 789.518, correspondentes a R$ 0,9676321449 por ação, equivalentes a 100% do lucro líquido ajustado do 1° semestre de 2021. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 17.08.2021 e o pagamento ocorreu em 29.11.2021.

Em 17.03.2022, ocorreu o pagamento dos juros sobre capital próprio, relativos ao período de 01.01.2021 a 31.12.2021, no valor bruto de R$ 60.000, correspondente a R$ 0,0735359237 por ação. Nessa mesma, data foram pagos os dividendos intermediários com base na reserva de retenção de lucros, no valor de R$ 638.669, correspondente a R$ 0,7827524080 por ação, os quais foram aprovados na Reunião do Conselho de Administração da Companhia ocorrida em 14.02.2022.

Ainda relativo ao exercício de 2021, em 28.04.2022, a AGO aprovou a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro líquido, no valor de R$ 549.798, correspondendo a R$ 0,6738313480 por ação. Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 13.12.2021 e o pagamento dos dividendos ocorreu em 12.07.2022.

e) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2022

e.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 02.08.2022, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 577.884, correspondentes a R$ 0,7082542240 por ação, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1° semestre de 2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 17.08.2022 e o pagamento ocorreu em 12.12.2022.

Adicionalmente, em reunião realizada em 08.11.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intercalares complementares, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2022, no valor de R$ 472.815, correspondente a R$ 0,5794807287 por ação, equivalentes a 45% do lucro líquido distribuível ajustado do 1° semestre de 2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.11.2022 e a data de pagamento ocorreu em 12.12.2022.

e.2) Juros sobre o capital próprio

Em 16.12.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2022 a 31.12.2022, no valor bruto de R$ 200.000, correspondente a R$ 0,2451197455 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2022, com base na posição acionária de 22.12.2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 23.12.2022 e serão pagos posteriormente, conforme definido pela Diretoria Executiva e comunicado por meio de Aviso aos Acionistas.

e.3) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 16.02.2023, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2022, no valor de R$ 1.455.160 (R$ 1,7834407362 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Dessa forma, esses dividendos estão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada “Dividendos adicionais propostos”, até a sua aprovação pela AGO.

Desta forma, considerando o resultado de 2022 destinado, o montante de dividendos pagos será de R$ 2.705.858 (R$ 3,3162954344 por ação).

NOTA 23. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Prática contábil:

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

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

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

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

Suprimento e fornecimento

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

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

Operações de *trading*

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

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

Transações no mercado de curto prazo

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

Receita de prestação de serviços

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

A receita relacionada a performance de implementação da infraestrutura para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica sob o contrato de concessão de serviços é reconhecida à medida que os gastos são incorridos acrescendo-se a margem estimada para cada projeto. As receitas dos serviços de operação e manutenção são reconhecidas no momento no qual os serviços são prestados pela Companhia.

Receita de construção de infraestrutura de transmissão

A receita de construção de infraestrutura de transmissão é reconhecida à medida que todas as obrigações de desempenho sejam satisfeitas ao longo do tempo. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo.

A margem é estimada levando-se em consideração o orçamento de custos de construção projetado e suas possíveis eficiências, considerando o prazo regulatório para entrega da obra. Eventuais receitas decorrentes de antecipação de término do Sistema de Transmissão são reconhecidas no resultado do exercício da efetiva antecipação comercial autorizada pela Aneel.

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
Receita operacional bruta				
Distribuidoras de energia elétrica	2.670.178	2.630.477	4.589.402	3.918.762
Consumidores livres	401.447	398.246	3.772.026	3.460.547
Comercializadoras de energia elétrica	1.737.889	1.508.587	954.305	663.291
Operações de *trading*	-	-	752.195	1.196.229
Transações no mercado de curto prazo	162.412	43.407	388.080	618.679
Serviços prestados	82.750	74.220	192.917	173.416
Outras receitas	7.302	1.089	101.688	64.870
	5.061.978	**4.656.026**	**10.750.613**	**10.095.794**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(445.396)	(411.084)	(934.996)	(894.279)
Pesquisa e desenvolvimento	(34.658)	(27.791)	(52.433)	(49.443)
ICMS	(7.994)	(10.684)	(8.483)	(25.715)
ISSQN	(4.138)	(3.720)	(4.163)	(4.064)
	(492.186)	**(453.279)**	**(1.000.075)**	**(973.501)**
Outras				
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	914.384	2.154.548
Remuneração de ativo de contrato	-	-	755.119	681.063
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	485.490	556.480
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1.074	26.289
	-	**-**	**2.156.067**	**3.418.380**
Receita operacional líquida	**4.569.792**	**4.202.747**	**11.906.605**	**12.540.673**

NOTA 24. DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos operacionais

	Controladora				Consolidado			
	Custos com energia elétrica		Serviços prestados		Custos com energia elétrica		Serviços prestados	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Compras de energia[1]	493.191	788.971	-	-	2.368.882	2.099.447	-	-
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	-	-	1.120.351	2.563.993	-	-
Depreciação e amortização	389.126	394.710	-	-	953.346	1.012.205	-	-
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	411.204	361.679	-	-	625.137	606.253	-	-
Materiais e serviços de terceiros	66.966	56.583	6.605	5.728	427.522	401.975	6.605	5.728
Pessoal	140.183	137.875	25.705	26.398	209.888	279.728	25.706	26.398
Transações no mercado de energia de curto prazo[1]	45.766	273.268	-	-	166.753	628.632	-	-
Royalties	124.568	74.370	-	-	154.069	94.568	-	-
Combustíveis	-	-	-	-	115.457	334.578	-	-
Seguros	30.106	16.135	3.026	2.451	87.815	71.646	3.026	2.451
Repactuação do risco hidrológico	-	(1.436.362)	-	-	-	(1.590.825)	-	-
Outros	48.107	29.043	307	172	52.549	92.512	306	172
	1.749.217	**696.272**	**35.643**	**34.749**	**6.281.769**	**6.594.712**	**35.643**	**34.749**

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.

a.1) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	493.191	788.971	1.699.654	1.006.254
Operações de *trading*	-	-	665.853	1.086.677
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	3.375	6.516
	493.191	**788.971**	**2.368.882**	**2.099.447**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	45.766	273.268	166.498	627.959
Operações de *trading*	-	-	255	673
	45.766	**273.268**	**166.753**	**628.632**

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Pessoal e administradores	15.218	13.989	152.156	162.950	15.218	13.989	152.715	166.604
Materiais e serviços de terceiros	1.757	1.671	122.290	71.326	3.618	4.690	123.980	82.204
Depreciação e amortização	72	90	35.957	29.028	96	114	36.358	30.098
Seguros	10	7	960	666	10	7	984	669
Outros	3.567	5.306	20.022	18.940	8.089	10.149	25.116	21.132
	20.624	**21.063**	**331.385**	**282.910**	**27.031**	**28.949**	**339.153**	**300.707**

NOTA 25. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	197.024	84.097	478.962	189.238
Renda de depósitos vinculados	4.242	1.740	38.745	15.243
Juros e variação monetária sobre:				
Contas a receber	16.283	17.132	32.781	30.893
Alienação de subsidiária	12.132	3.337	12.132	3.337
Depósitos judiciais	5.184	4.322	5.310	4.537
Títulos e valores mobiliários	-	21.777	-	-
Combustíveis	-	-	-	3.416
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	-	47.419	-	30.931
Outras receitas financeiras	13.110	230	17.261	3.254
	247.975	**180.054**	**585.191**	**280.849**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	568.184	739.602	1.829.907	2.025.747
Hedge sobre instrumentos de dívida	369.107	108.741	371.544	157.104
Obrigações com benefícios de aposentadoria	45.734	28.966	45.736	29.012
Provisões	11.825	11.261	27.781	36.171
Outros	13.567	9.038	33.473	31.577
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(313.555)	358.174	(313.555)	358.174
Hedge sobre instrumentos de dívida	313.555	(358.174)	313.555	(358.174)
Ajuste a valor justo	2.454	(939)	(3.157)	(1.214)
Outras despesas financeiras	8.751	8.397	68.479	31.237
	1.019.622	**905.066**	**2.373.763**	**2.309.634**
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**717.251**	**1.038.775**	**726.718**	**1.049.905**
Despesas financeiras, líquidas	**1.488.898**	**1.763.787**	**2.515.290**	**3.078.690**

NOTA 26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Prática contábil:

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

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

a.1) Controladora

	ATIVO			PASSIVO		
	Contas a receber		Dividendos	Fornecedor		JCP / dividendos
	Energia	Serviços e outros ativos		Energia	Outros	
31.12.2022						
EBC	134.443	41	-	3.532	-	-
Pampa Sul	2.687	2.500	-	-	12	-
Jaguara	750	1.037	20.165	12.765	-	-
Miranda	500	1.401	12.840	7.077	-	-
ECP e controladas	-	10.588	17.340	-	-	-
CEE	-	802	233.117	-	-	-
ETP II e controladas	-	487	16.400	-	-	-
Lages	-	467	-	-	1.389	-
ENGIE Participações	-	176	-	-	1.439	116.811
Itasa	-	-	-	26.172	-	-
Outras	6.501	12.609	10.000	3.430	330	-
Total	**144.881**	**30.108**	**309.862**	**52.976**	**3.170**	**116.811**
31.12.2021						
EBC	150.440	-	-	3.199	-	-
Lages	15.000	520	8.611	-	-	-
Pampa Sul	2.030	-	-	-	12	-
Jaguara	2.000	648	80.856	12.506	-	-
Miranda	1.800	602	12.801	8.017	-	-
ETP II e controladas	-	5.618	16.401	-	-	-
ENGIE Participações	-	3.617	-	-	195	35.043
ECP e controladas	-	3.549	-	-	-	-
Itasa	-	2.184	5.065	12.349	-	-
CEE	-	553	281.887	-	-	-
Outras	10.000	3.571	-	1.277	520	-
Total	**181.270**	**20.862**	**405.621**	**37.348**	**727**	**35.043**

a.2) Consolidado

	ATIVO	PASSIVO
	Contas a receber	Fornecedor
	Serviços e outros ativos	Outros
31.12.2022		
Cofely	4.645	-
Engie Serviços	595	1
Engie Soluções	338	6
Engie Gerenciamento	336	-
Energia Sustentável	-	1.841
Tractebel Engineering	-	212
Engie Facilities	-	119
Outras	265	-
Total	**6.179**	**2.179**
31.12.2021		
Cofely	692	-
Engie Serviços	595	155
Engie Soluções	338	18
Engie Gerenciamento	336	-
Energia Sustentável	-	1.253
Engie Facilities	-	253
Tractebel Engineering	-	144
Outras	265	-
Total	**2.226**	**1.823**

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

b.1) Controladora

	Receita			Receitas financeiras	Custo	Custos e Despesas
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração		Compra de energia	Serviços de terceiros
31.12.2022						
EBC	1.537.949	-	496	-	45.648	-
ECV	33.434	-	165	-	17.644	-
Pampa Sul	30.168	-	4.518	-	-	-
CEE	14.741	10.257	496	-	-	-
Jaguara	13.568	-	479	-	139.342	-
Miranda	6.307	-	479	-	77.362	-
ENGIE Trading	5.752	-	496	-	31.395	-
Itasa	-	30.018	-	-	182.481	-
Outras	190	15.344	8.475	-	17.319	5.357
Total	**1.642.109**	**55.619**	**15.604**	**-**	**511.191**	**5.357**
31.12.2021						
EBC	1.330.850	-	450	-	16.428	-
Jaguara	78.045	-	435	-	212.885	-
Diamante	60.151	-	9.681	-	95.543	-
Pampa Sul	57.684	-	450	22.839	-	-
Miranda	30.583	-	435	-	104.719	-
Lages	30.099	-	263	-	11.756	-
ECV	24.203	-	149	-	174.576	-
ENGIE Trading	13.989	-	450	-	16.573	-
Itasa	-	25.672	-	-	130.929	-
Ceste	-	23.100	-	-	-	-
ECP e controladas	-	-	7.337	-	-	-
Jirau	-	-	-	-	15.738	-
Outras	-	-	450	-	17.847	5.670
Total	**1.625.604**	**48.772**	**20.100**	**22.839**	**796.994**	**5.670**

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos e (iv) garantias concedidas a terceiros.

b.2) Consolidado

	Custo	Custos e Despesas
	Compra de energia	Serviços de terceiros
31.12.2022		
Energia Sustentável	17.320	-
Engie Facilities	-	5.533
Tractebel Engineering	-	3.499
Engie Serviços	-	1.326
Outras	-	16
Total	**17.320**	**10.374**
31.12.2021		
Energia Sustentável	15.737	-
Engie Facilities	-	5.414
Tractebel Engineering	-	2.771
Engie Serviços	-	1.702
Total	**15.737**	**9.887**

c) Compromissos futuros

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso futuro Base 31.12.2022
CECL	ECV	2036 e 2039	IPCA	Janeiro e Setembro	12.770.470
ECV	EBC	2025, 2036 e 2039	IPCA	Janeiro, Março e Setembro	11.410.040
CESA	ECV	2045	IPCA	Junho, Agosto e Outubro	9.079.528
CEUR	ECV	2036	IPCA	Janeiro	2.370.789
CETR	EBC	2032 e 2037	IPCA	Janeiro e Dezembro	1.391.026
Jaguara	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	939.427
Itasa	ENGIE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	789.478
ENGIE Trading	EBC	2023 a 2026	-[1]	-[1]	626.154
Miranda	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	526.314
EBC	CEE	2041	IPCA	Outubro	462.588
Itasa	ENGIE	2030	IGP-M	Janeiro	399.689
CEUR	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	252.062
EBC	ENGIE Trading	2022 a 2026	IPCA	Diversos[2]	223.860
CECL	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	184.707
Ferrari	EBC	2029	IPCA	Julho	60.129
EBC	CECL	2038	IPCA	Janeiro	35.879
EBC	CETR	2037	IPCA	Janeiro e Fevereiro	34.535
ENGIE Trading	ENGIE	2023 e 2025	IPCA	Julho, Maio, Agosto e Outubro	23.750
EBC	CEUR	2038	IPCA	Janeiro	20.975
CECL[3]	CECL[3]	2038	IPCA	Dezembro	10.312
Lages	EBC	2023	IPCA	Agosto	8.492
ENGIE Trading	ECV	2023 e 2024	IPCA	Dezembro	1.957
EBC	ENGIE	2025	IGP-M	Fevereiro	897
EBC	Assú V	2025	IPCA	Janeiro	293

(1) Contratos com fornecimentos de 12 meses.
(2) Janeiro, março, abril, junho, agosto, setembro, outubro e novembro.
(3) A Companhia CLWP Eólica Parque III S.A. é vendedora em contratos firmados com as Companhias CLWP Eólica Parque V S.A. e CLWP Eólica Parque VI S.A., todas pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo.

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pelas controladas diretas EBC e ECV.

c.2) Operação e manutenção

A Companhia executa as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, quando estas controladas não possuem serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Companhia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2022
Itasa	16.10.2030	IGP-M	305.228
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	97.318

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R$ 14.723 (R$ 20.101 em 31.12.2021).

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos e debêntures firmados por suas controladas diretas e indiretas. As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2022
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade direta e indireta da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.) de emissão das seguintes empresas: CLWP Brasil Participações (*Holding* das empresas CLWP I, CLWP II, CLWP III, CLWP IV, CLWP V, CLWP VI, CLWP VII, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVIII e CLWP XXI), CLWP Brasil II Participações (*Holding* das empresas CLWP VIII, CLWP IX, CLWP X, CLWP XI, CLWP XII, CLWP XIII, CLWP XIV, CLWP XVII, CLWP XIX, CLWP XX e CLWP XXII), Umburanas Participações (*Holding* das empresas Umburanas 1, Umburanas 2, Umburanas 3, Umburanas 5, Umburanas 6, Umburanas 8, Umburanas 9, Umburanas 10, Umburanas 11, Umburanas 13, Umburanas 15, Umburanas 16, Umburanas 18, Umburanas 17, Umburanas 19, Umburanas 21, Umburanas 23 e Umburanas 25), Santo Agostinho Participações (*Holding* das empresas Santo Agostinho 1, Santo Agostinho 2, Santo Agostinho 3, Santo Agostinho 4, Santo Agostinho 5, Santo Agostinho 6, Santo Agostinho 13, Santo Agostinho 14, Santo Agostinho 17, Santo Agostinho 18, Santo Agostinho 21, Santo Agostinho 25, Santo Agostinho 26 e Santo Agostinho 27) e Solairedirect *Holding* Brasil (*Holding* da Engie Solar Floresta Geração Centralizada *Holding* (*Holding* das empresas Floresta I, Floresta II e Floresta III) e da Engie Solar Paracatu Geração Centralizada *Holding* (*Holding* das empresas Paracatu I, Paracatu II, Paracatu III e Paracatu IV)).	4.995.657
BNDES e Debêntures	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Novo Estado Participações S.A.) de emissão da Novo Estado Transmissora.	2.942.266
	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Gralha Azul Participações S.A.) de emissão da Gralha Azul.	1.784.613
	Penhor da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão da Pampa Sul, Jaguara e Miranda.	2.964.253

Além do penhor das ações, a Companhia figura como fiadora das obrigações assumidas nos contratos de financiamento até o *completion* financeiro das operações contratadas pelas empresas citadas acima, com a inclusão da empresa Ferrari.

Adicionalmente, a Companhia cedeu os direitos creditórios do CCEAR firmados no Leilão de Geração Aneel nº 002/2006, no âmbito do financiamento do Conjunto Eólico Campo Largo.

e) Avais e fianças

e.1) Construção de projetos

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Conjunto Eólico Santo Agostinho, Maracanã, Novo Estado e Gavião Real. Em 31.12.2022, o montante total dessas garantias é R$ 511.324. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 326.665 em 2023, R$ 93.600 em 2024, R$ 82.800 em 2025 e R$ 8.259 em 2026.

e.2) Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2022 é R$ 190.497. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 65.580 em 2023, R$ 58.216 em 2024, R$ 17.870 em 2025, R$ 4.518 em 2026, R$ 2.510 em 2027, R$ 1.389 em 2028, R$ 25.869 em 2029, R$ 4.510 em 2032 e R$ 10.035 em 2036.

e.3) Encargos de uso de rede elétrica e de conexão e O&M

A Companhia é avalista na emissão de garantias referente a contratos de encargos de rede elétrica, e de conexão (CUST, CCT e CUSD) e O&M, no valor total de R$ 83.278. O valor de R$ 59.315 irá vencer em 2023 e o vencimento do montante de R$ 23.963 está condicionado ao término do contrato, o qual é indefinido.

e.4) Empréstimos

A Companhia possui contratada fianças bancárias para garantir as obrigações dos contratos de financiamento referente a construção da Usina Fotovoltaica Assú V e do projeto Novo Estado. Em 31.12.2022, o montante das garantias é R$ 884.431, sendo que o valor de R$ 814.059 vencerá em 2023 e R$ 70.372 vencerá em 2024.

Adicionalmente, a Companhia e as demais controladoras da controlada em conjunto TAG possuem garantia corporativa de valores referentes à dívida. Esta garantia possui um valor máximo, suficiente para cobrir seis meses do serviço da dívida.

f) Remuneração das pessoas chaves da Administração e do Conselho Fiscal

As remunerações anuais de 2022, relacionadas às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário, e do Conselho Fiscal, serão aprovadas em AGO, que se realizará no dia 26.04.2023 enquanto as remunerações de 2021 foram aprovadas na AGO ocorrida em 28.04.2022. Os montantes reconhecidos nos exercícios foram:

	2022	2021
Remuneração fixa	14.511	13.793
Remuneração variável	9.289	9.711
Encargos sociais	5.156	4.588
Outros	2.029	1.686
	30.985	**29.778**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 27. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Um segmento de negócio é um componente identificável da Companhia, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos demais segmentos de negócio. 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, Novo Estado e Gavião Real e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. A atividade operacional deste segmento foi iniciada parcialmente, tendo em vista que as obras não foram totalmente finalizadas.
- *Trading*: este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading e EBC.
- Painéis solares: atividade de desenvolvimento, venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares realizada pela EGSD, subsidiária alienada em 21.02.2022.
- Transporte de gás: a Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG.

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas, alocação das transações por segmento e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações entre os segmentos.

A Companhia apresenta suas informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria Executiva. Com base no relatório interno, a Diretoria Executiva é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa. A Diretoria Executiva é a principal gestora das operações e não utiliza o balanço patrimonial por segmentos para tomada de decisão e análise dos resultados de cada segmento. Por este motivo, não é apresentado o balanço patrimonial por segmento.

A Companhia revisa regularmente as informações do segmento relacionadas à controlada em conjunto TAG, com base em sua parcela proporcional de receita, lucros, ativos e passivos para tomar decisões sobre os recursos a ser alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, a participação da Companhia na controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As informações por segmento referentes aos exercícios de 2022 e 2021 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	2022					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares[1]	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**9.511.950**	**1.702.886**	**684.815**	**6.954**	**-**	**11.906.605**
Custos operacionais	(4.504.494)	(1.140.405)	(669.483)	(3.030)	-	(6.317.412)
LUCRO BRUTO	**5.007.456**	**562.481**	**15.332**	**3.924**	**-**	**5.589.193**
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(345.672)	(12.979)	(5.172)	(2.361)	-	(366.184)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(20.486)	21.521	-	-	-	1.035
Impairment, líquido	(184.439)	-	-	118.361	-	(66.078)
Alienação de subsidiária	9.912	-	-	(94.430)	-	(84.518)
	(540.685)	**8.542**	**(5.172)**	**21.570**	**-**	**(515.745)**
Resultado de equivalência patrimonial	**-**	**-**	**-**	**-**	**727.136**	**727.136**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.466.771**	**571.023**	**10.160**	**25.494**	**727.136**	**5.800.584**

(1) Em 21.02.2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária EGSD. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada.

	2021					
	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**8.560.665**	**2.836.017**	**1.112.758**	**31.233**	**-**	**12.540.673**
Custos operacionais	(2.920.253)	(2.564.831)	(1.093.865)	(50.512)	-	(6.629.461)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**5.640.412**	**271.186**	**18.893**	**(19.279)**	**-**	**5.911.212**
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(314.013)	(8.251)	(3.877)	(3.515)	-	(329.656)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(9.370)	213	-	41	-	(9.116)
Impairment, líquido	(998.624)	-	-	(77.534)	-	(1.076.158)
Alienação de subsidiária	(200.143)	-	-	-	-	(200.143)
	(1.522.150)	**(8.038)**	**(3.877)**	**(81.008)**	**-**	**(1.615.073)**
Resultado de equivalência patrimonial	**-**	**-**	**-**	**-**	**601.985**	**601.985**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.118.262**	**263.148**	**15.016**	**(100.287)**	**601.985**	**4.898.124**

NOTA 28. SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) – do programa de seguros corporativos de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2023, os valores em risco cobertos são de R$ 20.814.871 na controladora e de R$ 45.284.737 no consolidado, a saber:

Tipo de usina	Controladora		Consolidado	
	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas Hidrelétricas	17.819.558	2.882.518	25.863.752	3.348.584
Usina Termelétrica[1]	-	-	2.515.764	535.604
Usinas Complementares (eólica, solar, biomassa e PCH)	112.041	754	10.366.287	1.666.001
Sistemas de Transmissão	-	-	681.960	306.785
	17.931.599	**2.883.272**	**39.427.763**	**5.856.974**

(1) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.082.080, por evento.

Em 10.03.2022, em virtude da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, os ativos passaram a integrar a o programa de seguros corporativos da ENGIE.

A partir de 21.08.2022 e 18.12.2022, devido ao encerramento do prazo de vigência de suas apólices exclusivas, as subestações que integram os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado passaram a integrar a apólice do programa de seguros corporativos, respectivamente. No entanto, a cobertura para Novo Estado e suas subestações está restrita apenas a danos materiais.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratadas apólices de seguros para o Conjunto Eólico Santo Agostinho e para os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujos limites para danos materiais são de R$ 350.000, R$ 1.000.000 e R$ 500.000, respectivamente.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, *cyber*, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

NOTA 29. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A companhia considera os compromissos de longo apresentados abaixo, como suas obrigações mais relevantes:

	Controladora						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028 em diante	Total
CUST	435.002	435.002	435.002	435.002	435.002	1.061.273	3.236.283
Contratos de conexão	11.999	11.999	11.999	11.999	11.999	59.401	119.396
Repactuação do risco hidrológico	-	6.671	8.006	4.670	-	82.684	102.031
Modernização da UHSO	62.397	26.930	1.645	-	-	-	90.972
Contratos de O&M	254	254	-	-	-	-	508
Saldos em 31.12.2022	**509.652**	**480.856**	**456.652**	**451.671**	**447.001**	**1.203.358**	**3.549.190**

	Consolidado						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028 em diante	Total
CUST	692.950	692.950	692.950	692.950	931.383	4.374.513	8.077.696
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	1.442.140	3.498.155	127.965	-	-	-	5.068.260
Contratos de O&M	258.722	242.588	240.907	221.125	202.658	989.201	2.155.201
Conjunto Eólico Santo Agostinho	1.228.641	403.335	-	-	-	-	1.631.976
CUSD	46.531	46.531	46.531	46.531	46.531	891.788	1.124.443
Repactuação do risco hidrológico	-	6.671	8.006	4.670	-	115.029	134.376
Contratos de conexão	12.236	12.236	12.236	12.236	12.236	62.072	123.252
Modernização da Salto Osório	62.397	26.930	1.645	-	-	-	90.972
Sistema de Transmissão – Novo Estado	89.934	-	-	-	-	-	89.934
Sistema de Transmissão – Gavião Real	56.988	10.861	-	-	-	-	67.849
Sistema de Transmissão – Gralha Azul	50.537	131	-	-	-	-	50.668
Modernização da UHE Miranda	28.568	383	1.352	513	-	-	30.816
Modernização da UHE Jaguara	29.032	-	-	-	-	-	29.032
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	670	2.630	100	-	-	-	3.400
Saldos em 31.12.2022	**3.999.346**	**4.943.401**	**1.131.692**	**978.025**	**1.192.808**	**6.432.603**	**18.677.875**

a) CUST

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CEE, Itasa, Jaguara, Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Eólico Campo Largo, Conjunto Eólico Campo Largo II, Umburanas – Fase I e Conjunto Eólico Santo Agostinho mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

b) Conjunto Eólico Serra do Assuruá

A Companhia assinou em 30.09.2022 contratos de fornecimentos de aerogeradores para a construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado no estado da Bahia, o qual terá como capacidade instalada prevista de 846 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o segundo semestre 2024.

c) Contratos de O&M

A Companhia, suas controladas CEE, Floresta, Paracatu, Ferrari, Jaguara, Miranda e os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo, Campo Largo II, Umburanas – Fase I e Itasa mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

d) Conjunto Eólico Santo Agostinho

A Companhia assinou contrato com fornecedores de aerogeradores para construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, localizado no estado de Rio Grande do Norte, o qual terá como capacidade instalada prevista de 434 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o primeiro semestre de 2023.

e) CUSD

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

f) Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no mercado regulado. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. Após a referida compensação, a Companhia passará a efetuar o pagamento mencionado.

g) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas CEE, o Conjunto Eólico Trairí e Assú V mantêm contratos de conexão com empresas de transmissão. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

h) Modernização da Salto Osório

A Companhia mantém contratos com fornecedores para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 e irá resultar em um aumento na garantia física da Usina de 13,9 MW médios.

i) Sistema de Transmissão – Novo Estado

A Companhia, por meio da controlada indireta Novo Estado, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Novo Estado, localizado nos estados do Pará e Tocantins, com, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão.

j) Sistema de Transmissão – Gavião Real

A Companhia, por meio da controlada indireta Gavião Real, mantém contratos de construção para a ampliação de uma subestação complementar ao projeto Novo Estado, e um trecho de seccionamento de uma linha de distribuição de aproximadamente 1 km.

k) Sistema de Transmissão – Gralha Azul

A companhia, por meio da controlada indireta Gralha Azul, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul, localizado no estado do Paraná, o qual totaliza, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão,

l) Modernização da UHE Miranda

Em 29.04.2021 a Companhia assinou o contrato de modernização do sistema digital de supervisão e controle, sistemas comuns e do sistema de proteção e oscilografia para as três unidades geradoras e sistemas comuns da Usina.

m) Modernização da UHE Jaguara

A Companhia possui contratos de modernização do gerador da unidade geradora 01 da UHJA e modernização de pontes e pórticos operacionais. Esta modernização, aliada a modernização da turbina, a qual deve ocorrer nos próximos anos, possibilitará o aumento da capacidade da Usina.

n) Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

A Companhia assinou contrato com fornecedores de módulos fotovoltaicos para construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no estado de Rio Grande do Norte, o qual terá como capacidade instalada prevista de 752 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o segundo semestre de 2025.

o) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Recursos próprios	4.085	4.226	4.674	4.722	4.722	4.722
Compras	1.212	823	342	296	284	279
Disponibilidade total	5.297	5.049	5.016	5.018	5.006	5.001
Disponibilidade contratada	4.779	4.242	3.805	3.428	2.742	2.261
Distribuidoras	*29,6%*	*31,7%*	*33,5%*	*36,1%*	*41,7%*	*49,1%*
Comercializadoras	*32,5%*	*29,4%*	*32,9%*	*33,0%*	*35,0%*	*38,5%*
Clientes livres	*37,9%*	*38,9%*	*33,6%*	*30,9%*	*23,3%*	*12,4%*
% Contratados	**90,22%**	**84,02%**	**75,86%**	**68,31%**	**54,77%**	**45,21%**

NOTA 30. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	1.585.661	1.315.189	503.750	682.500
Dividendos intercalares, JCP e dividendos adicionais creditados	2.439.165	1.459.112	2.440.593	1.459.112
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	11.684	10.177	11.684	10.177
Transferência de participação devido reestruturação societária	-	598.442	-	-
ICMS sobre venda de energia elétrica[1]	106.097	-	106.097	-
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	101.983	44.008
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	(196.047)	20.648	(196.039)	20.614
Crédito de imposto de renda e contribuição social	2.515	6.731	(47.459)	3.616
Fornecedores de imobilizado e de intangível[2]	(25.747)	42.909	(7.298)	(160.115)
Redução de capital em investidas com compensação de fornecedores	-	35.469	-	-
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária	(71.393)	503.953	-	-
Ativos líquidos de controlada transferida para ANCMV	-	-	260.691	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	499.414	-
Constituição de reserva de capital	156.743	-	156.743	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	-	1.093	6.220

(1) Mais informações vide Nota 18 – Provisões e depósitos judiciais.
(2) O montante de R$ 7.298 é composto por: (i) aumento de R$ 39.892 referentes ao saldo de fornecedor de imobilizado de ANCMV, em função da assinatura do SPA de Pampa Sul, e (ii) redução de R$ 47.190 referentes ao saldo de fornecedores de imobilizado e de intangível apresentado na Nota 13 – Fornecedores.

NOTA 31. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 16.02.2023, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2022, no montante de R$ 1.455.160, ou R$ 1,7834407362 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Recomposição do prazo da outorga da Usina Hidrelétrica Estreito ("UHE Estreito")

Em 2016, em virtude do reconhecimento dos eventos excludentes de responsabilidade da UHE Estreito que ocasionaram o atraso do início da operação comercial, foi possível pleitear a recomposição do prazo da outorga. Em 31.01.2023, nos termos da Lei 13.360/2016, do contrato de concessão nº 094/2002 e por meio da Nota Técnica nº 877/2022–SCG/SFG/Aneel, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou por unanimidade a recomposição de prazo de concessão da UHE Estreito, em 852 dias.

c) Decisão do STF sobre “coisa julgada” em matéria tributária

Em 08.02.2023, o Plenário do STF concluiu e finalizou o julgamento dos Temas 881 e 885, decidindo, por unanimidade, que uma decisão definitiva, a chamada “coisa julgada”, sobre tributos recolhidos de forma continuada, perde automaticamente os efeitos das decisões transitadas em julgado caso exista pronunciamento divergente e contrário, quando ocorrer em controle concentrado ou sob regime de repercussão geral. A Companhia avaliou os efeitos reflexos desta decisão e não identificou processos judiciais impactados pela referida decisão da Suprema Corte, por não possuir decisões judiciais que resultem na supressão de seus tributos, cuja matéria tenha sido, posteriormente, julgada em sentido contrário pela Suprema Corte, em ação de controle concentrado ou sob regime de repercussão geral. Adicionalmente, a Companhia entende que a decisão não possui aplicação direta ou reflexa à ENGIE Brasil Energia ou suas controladas para a data base de 31.12.2022 e continua monitorando a evolução do assunto.

COMENTÁRIOS SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Identificação das projeções

a) Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na construção de novos sistemas de transmissão e na manutenção, revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Ambos os modelos de projeção estão contemplados no item “d” abaixo.

As projeções realizadas são estimativas, as quais a Companhia entende serem razoáveis, que normalmente dependem de eventos futuros. Portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

A ENGIE Brasil Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (Juros Sobre Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d) Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos dois exercícios sociais encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

d.1. Ano de 2021

Investimentos realizados em 2021:

Descrição	Realizado 2021
Financiado com dívida	2.809
Financiado com capital próprio	598
Total	**3.407**

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 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 Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2021:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2021 ao final de 2020 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 109 milhões, decorreram, principalmente à (i) postergação do cronograma financeiro do Sistema de Transmissão Novo Estado; (ii) maiores custos na implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul e no Conjunto Eólico Campo Largo II; e (iii) maiores custos que o previsto para a manutenção do parque gerador.

Projeção para os anos de 2022, 2023 e 2024:

Descrição \ Período de projeção	2022	2023	2024
Financiado com dívida	1.671	-	-
Financiado com capital próprio	812	843	148
Total	**2.483**	**843**	**148**

Resumo das variações das projeções para os anos de 2022 e 2023:

As variações das projeções para os anos de 2022 e 2023, no montante de R$ 1.004 milhões, decorreram, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) elevação na projeção de gastos do Sistema de Transmissão Novo Estado e Conjunto Eólico Santo Agostinho; (ii) postergação do cronograma financeiro da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; (iii) elevação na projeção de gastos com a manutenção do parque gerador; e (iv) pagamento relativo à aquisição de participações societárias do projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

d.2. Ano de 2022

Investimentos realizados em 2022:

Descrição	Realizado 2022
Financiado com dívida	814
Financiado com capital próprio	2.336
Total	**3.150**

Em 2022, a Companhia investiu R$ 3.150 milhões, dos quais (i) R$ 2.057 milhões na construção de novos projetos, sendo: R$ 718 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 694 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, R$ 516 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e R$ 129 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii) R$ 861 milhões aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: R$ 656 milhões nos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, R$ 182 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e R$ 23 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (iii) R$ 186 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 46 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2022:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2022 ao final de 2021 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 667 milhões, decorreram, principalmente à (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos de Floresta e Paracatu; (ii) da aquisição e construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; e (iii) da postergação do cronograma financeiro do Conjunto Eólico Santo Agostinho.

Projeção para os anos de 2023, 2024 e 2025:

Descrição \ Período de projeção	2023	2024	2025
Financiado com dívida	6.409	2.140	124
Financiado com capital próprio	(1.186)	4.206	210
Total	**5.223**	**6.346**	**334**

Resumo das variações das projeções para os anos de 2023 e 2024:

As variações das projeções para os anos de 2023 e 2024, no montante de R$ 10.578 milhões, decorreram, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e do Sistema de Transmissão Gavião Real, projetos aprovados pela Companhia durante o ano de 2022; (ii) postergação e elevação na projeção de gastos do Conjunto Eólico Santo Agostinho, do Sistema de Transmissão Novo Estado e da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; (iii) redução na projeção de gastos com a manutenção do parque gerador.

OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO AJUSTADOS POR EFEITOS REGULATÓRIOS

UHE Concessões Cotas – Ajustes relativos às empresas Jaguara e Miranda reguladas pela Medida Provisória 579/2012 (transformada na Lei 12.783/2013). Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

Transmissoras – Ajustes relativos às transmissoras Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real referentes aos contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia. Mais informações vide Nota 7 - Ativo de contrato.

ATIVO

	Nota	31.12.2022 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	31.12.2021 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
ATIVO CIRCULANTE									
Caixa e equivalentes de caixa		2.235.887	-	-	2.235.887	5.156.406	-	-	5.156.406
Contas a receber de clientes	(ii)	1.143.117	32.136	-	1.175.253	1.114.105	28.723	-	1.142.828
Crédito de imposto de renda e contribuição social		181.438	-	-	181.438	248.324	-	-	248.324
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*		-	-	-	-	42.577	-	-	42.577
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		209.928	-	-	209.928	206.647	-	-	206.647
Depósitos vinculados		34.527	-	-	34.527	638.606	-	-	638.606
Ativo financeiro de concessão	(ii)	363.802	(363.802)	-	-	333.638	(333.638)	-	-
Ativo de contrato	(i)	558.179	-	(558.179)	-	387.529	-	(387.529)	-
Outros ativos circulantes		318.872	-	-	318.872	385.525	-	-	385.525
		5.045.750	**(331.666)**	**(558.179)**	**4.155.905**	**8.513.357**	**(304.915)**	**(387.529)**	**7.820.913**
Ativos não circulantes mantidos para venda		2.332.778	-	-	2.332.778	4.577	-	-	4.577
		7.378.528	**(331.666)**	**(558.179)**	**6.488.683**	**8.517.934**	**(304.915)**	**(387.529)**	**7.825.490**
ATIVO NÃO CIRCULANTE									
Realizável a Longo Prazo									
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*		31.981	-	-	31.981	184.155	-	-	184.155
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		45.638	-	-	45.638	100.523	-	-	100.523
Depósitos vinculados		235.970	-	-	235.970	265.432	-	-	265.432
Depósitos judiciais		71.435	-	-	71.435	79.198	-	-	79.198
Ativo financeiro de concessão	(ii)	2.856.475	(2.856.475)	-	-	2.729.112	(2.729.112)	-	-
Ativo de contrato	(i)	5.895.776	-	(5.895.776)	-	4.936.101	-	(4.936.101)	-
Outros ativos não circulantes[1]	(iii)	332.623	2.820	20.367	355.810	374.461	17.809	3.649	395.919
		9.469.898	**(2.853.655)**	**(5.875.409)**	**740.834**	**8.668.982**	**(2.711.303)**	**(4.932.452)**	**1.025.227**
Investimentos		**3.006.423**	-	-	**3.006.423**	**2.366.708**	-	-	**2.366.708**
Imobilizado	(i)	**14.196.959**	**95.642**	**6.154.800**	**20.447.401**	**14.523.945**	**48.473**	**5.115.674**	**19.688.092**
Intangível	(i)/(ii)	**4.134.944**	**2.070.171**	**160.836**	**6.365.951**	**4.038.156**	**2.153.370**	**119.091**	**6.310.617**
		30.808.224	**(687.842)**	**440.227**	**30.560.609**	**29.597.791**	**(509.460)**	**302.313**	**29.390.644**
TOTAL		**38.186.752**	**(1.019.508)**	**(117.952)**	**37.049.292**	**38.115.725**	**(814.375)**	**(85.216)**	**37.216.134**

(1) Refere-se a ajustes na rubrica de imposto de renda diferido ativo.

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	31.12.2022 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	31.12.2021 Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
PASSIVO CIRCULANTE									
Fornecedores		535.398	-	-	535.398	669.530	-	-	669.530
Dividendos e juros sobre o capital próprio		181.104	-	-	181.104	56.558	-	-	56.558
Instrumentos de dívida		1.652.968	-	-	1.652.968	3.390.934	-	-	3.390.934
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)		406.871	-	-	406.871	274.071	-	-	274.071
Obrigações fiscais e regulatórias		264.258	-	-	264.258	188.998	-	-	188.998
Obrigações trabalhistas		153.809	-	-	153.809	171.232	-	-	171.232
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		189.932	-	-	189.932	190.348	-	-	190.348
Provisões		4.144	-	-	4.144	22.060	-	-	22.060
Obrigações com benefícios de aposentadoria		54.015	-	-	54.015	42.064	-	-	42.064
Outros passivos circulantes		442.049	-	-	442.049	769.364	-	-	769.364
		3.884.548	**-**	**-**	**3.884.548**	**5.775.159**	**-**	**-**	**5.775.159**
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda		2.005.671	-	-	2.005.671	-	-	-	-
		5.890.219	**-**	**-**	**5.890.219**	**5.775.159**	**-**	**-**	**5.775.159**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE									
Instrumentos de dívida		16.288.157	-	-	16.288.157	17.253.943	-	-	17.253.943
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		31.527	-	-	31.527	80.414	-	-	80.414
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)		4.849.081	-	-	4.849.081	4.544.720	-	-	4.544.720
Provisões		531.756	-	-	531.756	370.767	-	-	370.767
Obrigações com benefícios de aposentadoria		218.959	-	-	218.959	421.947	-	-	421.947
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(iii)	1.505.352	(344.771)	(100.307)	1.060.274	1.504.825	(265.133)	(38.061)	1.201.631
Outros passivos não circulantes		431.529	-	-	431.529	231.353	-	-	231.353
		23.856.361	**(344.771)**	**(100.307)**	**23.411.283**	**24.407.969**	**(265.133)**	**(38.061)**	**24.104.775**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**8.440.172**	**(674.737)**	**(17.645)**	**7.747.790**	**7.932.597**	**(549.242)**	**(47.155)**	**7.336.200**
TOTAL		**38.186.752**	**(1.019.508)**	**(117.952)**	**37.049.292**	**38.115.725**	**(814.375)**	**(85.216)**	**37.216.134**

		RESULTADO							
		Consolidado				Consolidado			
		2022				2021			
	Nota	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
Receita operacional líquida		11.906.605	(76.735)	(1.347.577)	10.482.293	12.540.673	(185.369)	(2.831.699)	9.523.605
Custos operacionais		(6.317.412)	(113.407)	1.024.224	(5.406.595)	(6.629.461)	(132.274)	2.562.664	(4.199.071)
LUCRO BRUTO	(i)/(ii)	**5.589.193**	**(190.142)**	**(323.353)**	**5.075.698**	**5.911.212**	**(317.643)**	**(269.035)**	**5.324.534**
Despesas operacionais, líquidas		(515.745)	-	-	(515.745)	(1.615.073)	-	-	(1.615.073)
Resultado de participações societárias		727.136	-	-	727.136	601.985	-	-	601.985
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**5.800.584**	**(190.142)**	**(323.353)**	**5.287.089**	**4.898.124**	**(317.643)**	**(269.035)**	**4.311.446**
Resultado financeiro	(i)	(2.515.290)	-	309.979	(2.205.311)	(3.078.690)	-	438.325	(2.640.365)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**3.285.294**	**(190.142)**	**(13.374)**	**3.081.778**	**1.819.434**	**(317.643)**	**169.290**	**1.671.081**
Imposto de renda e contribuição social	(iii)	(620.726)	64.649	78.966	(477.111)	(254.464)	108.000	(46.063)	(192.527)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.664.568**	**(125.493)**	**65.592**	**2.604.667**	**1.564.970**	**(209.643)**	**123.227**	**1.478.554**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):									
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		2.663.079	(125.493)	65.592	2.603.178	1.563.725	(209.643)	123.227	1.477.309
Acionista não controlador		1.489	-	-	1.489	1.245	-	-	1.245
		2.664.568	**(125.493)**	**65.592**	**2.604.667**	**1.564.970**	**(209.643)**	**123.227**	**1.478.554**

(i) Ativo de contrato, imobilizado, receita e custo de implementação de infraestrutura e remuneração do ativo de contrato

Na contabilidade societária, a parcela correspondente aos custos de construção, adicionadas de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção, é reconhecida como ativo de contrato em contrapartida de uma receita de implementação de infraestrutura. Os gastos decorrentes da construção da linha de transmissão são reconhecidos diretamente no resultado no exercício, na rubrica de "Custo de implementação da infraestrutura". Em contrapartida, para fins regulatórios estes gastos são reconhecidos no imobilizado e não há reconhecimento de receita de implementação de infraestrutura.

Na contabilidade societária, a parcela correspondente à RAP construção é reconhecida no ativo de contrato em contrapartida de uma receita de implementação de infraestrutura. No regulatório esse valor é reconhecido como receita de operações com transmissão de energia elétrica. Além disso, tanto na contabilidade regulatória quanto na societária a receita de O&M é reconhecida em contrapartida ao resultado, não gerando diferença entre as contabilidades.

Adicionalmente, os juros apropriados referentes ao financiamento com o BNDES são capitalizados na contabilidade regulatória, em função da construção do sistema de transmissão iniciada em 2020.

(ii) Ativo financeiro de concessão e intangível

Na contabilidade societária, a parcela da bonificação pela outorga que dá direito incondicional ao recebimento de um fluxo de caixa sem riscos de mercado e hidrológicos foi reconhecida como ativo financeiro de concessão. A diferença entre o valor total da bonificação pela outorga e o montante alocado como ativo financeiro de concessão foi reconhecida no ativo intangível. A parcela reconhecida no ativo financeiro de concessão é remunerada pela taxa interna de retorno e atualizada pelo IPCA, estes efeitos são apresentados na rubrica "Remuneração do ativo financeiro de concessão". A realização deste ativo financeiro de concessão ocorre por meio dos recebimentos RBO. Os demais itens integrantes da RAG são reconhecidos em linhas específicas do resultado, conforme segue: (i) GAG – reconhecido na rubrica "Receita GAG – operação e manutenção"; (ii) encargos de conexão, encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, da parcela de ajuste pela indisponibilidade e de outros encargos – reconhecidos como recuperação dos custos relacionados. O intangível é amortizado de forma linear pelo prazo de vigência do contrato de concessão.

Em contrapartida, para fins regulatórios o montante total da bonificação pela outorga foi reconhecido no ativo intangível, sendo também amortizado de forma linear pelo prazo de vigência do contrato de concessão. Adicionalmente, as receitas faturadas mensalmente às distribuidoras, relacionada a RAG, são reconhecidas na rubrica "Suprimento de energia elétrica".

Os efeitos acima destacados resultam em diferenças na apuração de PIS e Cofins.

(iii) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os efeitos das diferenças acima apresentadas geram imposto de renda e contribuição social diferidos nas demonstrações societárias. Para fins regulatórios, esses efeitos não são considerados, conforme mencionado no item anterior.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES EXECUTIVOS DA COMPANHIA

Os Diretores Executivos da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, ERNST & YOUNG Auditores Independentes, referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes apresentado.

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

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Luciana Moura Nabarrete
Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade

Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

Florianópolis, 16 de fevereiro de 2023.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Paulo Jorge Tavares Almirante
Vice-Presidente

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

Karin Koogan Breitman
Conselheira

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Simone Cristina de Paola Barbieri
Conselheira

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Adir Flávio Sviderskei
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

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

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Luciana Moura Nabarrete
Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade

Márcio Daian Neves
Diretor de Implantação

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Paulo Roberto Keller de Negreiros
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RS-068193/O-2 T-SC

Building a better working world

Edifício Califórnia Center
Rua Dr. Amadeu da Luz, 100
8º andar – conj. 801 - Centro
89010-910 – Blumenau – SC - Brasil
Tel: +55 47 2111-0700
Fax:+55 47 2111-0719
ey.com.br

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas

Aos administradores e acionistas da
ENGIE Brasil Energia S.A.
Florianópolis/SC

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Engie Brasil Energia S.A ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2022, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2022, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

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

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

Reconhecimento de receita e custos com compra de energia

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Companhia reconheceu receitas operacionais de fornecimento e suprimento de energia no montante de R$ 4.971.926 mil na controladora e R$ 9.703.813 mil, no consolidado, conforme divulgado na nota 24, e custos com compra de energia no montante de R$ 538.957 na controladora e R$1.866.152 no consolidado, conforme divulgado na nota 25 (a.1).

As receitas são oriundas principalmente do fornecimento e suprimento de energia elétrica a consumidores livres, distribuidoras, geradores e comercializadores. O reconhecimento da receita e do custo com compra de energia é realizado quando o controle dos bens ou serviços é transferido para o cliente por um valor que reflita a contraprestação a qual a Companhia espera ter direito em troca destes bens ou serviços. A receita é um importante indicador de performance da Companhia e de sua administração, o que pode criar um incentivo de reconhecimento da receita antes do cumprimento da obrigação de desempenho, ou de postergação do reconhecimento do custo, especialmente no período que antecede o fechamento do exercício.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista os riscos de que uma receita ou um custo sejam reconhecidos em período distinto daquele em que ocorreu a transferência dos riscos e benefícios para o cliente e consequente cumprimento da obrigação de desempenho, além do volume e da especificidade na mensuração do corte de receita e custo ao final de cada período de reporte.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:
(i) Avaliação da adequação das políticas contábeis adotadas pela Companhia, e entendimento dos controles internos relacionados ao reconhecimento das receitas e custos de fornecimento e suprimento de energia elétrica;
(ii) Avaliação da razoabilidade das estimativa contábeis da receita e custo de energia, reconhecidos ao final do exercício;
(iii) Análise de uma amostra de contratos, para conferência dos dados utilizados na mensuração da estimativa;
(iv) Avaliação do relatório de liquidação subsequente emitido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE, com o propósito de corroborar a quantidade de energia transacionada pela Companhia;
(v) Teste de recebimento e pagamento subsequente de faturas, por amostragem; e
(vi) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobres as receitas e custos, incluídas nas notas 24 e 25 (a.1) às demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o reconhecimento das receitas e custos, que está consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Mensuração e integridade dos contratos futuros de compra e venda de energia classificados como instrumentos financeiros

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022 o impacto referente à marcação a mercado dos contratos futuros de energia resultou em uma perda líquida não realizada reconhecida no exercício de R$ 2.301 mil. Adicionalmente, a Companhia possui um ativo líquido de marcação a mercado desses contratos no montante de R$ 34.107 mil. Esses assuntos estão divulgados nas notas 14.a.4, 24 e 25 às demonstrações contábeis.

Os contratos futuros de compra e venda de energia possuem características e são classificados como instrumentos financeiros, conforme IFRS 09/CPC 48. Adicionalmente, a mensuração da marcação a mercados dos contratos futuros de energia é uma estimativa contábil que demanda julgamento da Companhia.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o volume de dados envolvidos, a especificidade na mensuração da marcação a mercado dos contratos futuros de comercialização de energia e os processos que suportam seu reconhecimento como seus respectivos controles internos.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:
(i) Avaliação da adequação das políticas contábeis adotadas pela Companhia, e entendimento dos controles internos relacionados à classificação dos contratos futuros de compra e venda de energia como instrumentos financeiros e a mensuração da marcação a mercado desses contratos;
(ii) Análise de uma amostra de contratos, para conferência dos dados utilizados na mensuração dos valores de mercado, bem como a completude da base de contratos utilizada no cálculo;
(iii) Com a assistência de nossos especialistas em mensuração de instrumentos financeiros derivativos, recálculo da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, discutindo as premissas utilizadas pela Companhia, confrontando com as informações externas do mercado;
(iv) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobres as receitas, custos e marcação a mercado, incluídas nas notas 14.a.4, 24 e 25 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre a marcação a mercado dos contratos futuros de energia, que está consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possui registradas como provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas no montante de R$ 211.191 mil na controladora e R$ 535.900 mil, no consolidado, assim como possui processos de natureza civil, fiscal e trabalhista considerados com prognóstico de perda possível e remoto nos montantes de R$ 721.976 mil e R$ 539.647 mil, respectivamente, na controladora e R$ 754.531 mil e R$ 633.421 mil no consolidado, para os quais não foram constituídas provisões, conforme divulgado na nota 18.

Esse assunto foi considerado relevante para a nossa auditoria, uma vez que, na determinação dos montantes a serem contabilizados para fazer frente a esses riscos, bem como dos montantes de riscos possíveis e remotos divulgados nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a Companhia, assessorada por seus consultores jurídicos, aplica julgamento que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico, a análise de jurisprudências e a análise individualizada dos processos.

Building a better working world

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:

(i) Realização de teste da integridade e da exatidão da base de dados utilizada pela Companhia, para desenvolvimento das estimativas dos prognósticos de perda dos processos;
(ii) Confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do risco de perda, à fase processual e ao valor envolvido;
(iii) Desafio às premissas e aos julgamentos utilizados pela Companhia no desenvolvimento dessas estimativas, considerando o envolvimento de especialistas em avaliação de demandas judiciais; e
(iv) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobres as provisões de litígios e processos considerados com prognóstico possível e provável, conforme nota 18 às demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre a provisão para riscos cíveis fiscais e trabalhistas , sendo este consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes

As demonstrações contábeis da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outro auditor independente que emitiu relatório em 14 de fevereiro de 2022, com opinião sem modificação sobre essas demonstrações contábeis.

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

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

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

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

EY
Building a better working world

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada. Obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Blumenau (SC), 16 de fevereiro de 2023

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S. Ltda.
CRC SC-000048/F-0

Adilvo França Junior
Contador CRC - 1BA021419/O

Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário
ENGIE Brasil Energia S/A – Exercício Social 2022

1. Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário ("CAE") foi criado como parte integrante da governança corporativa da ENGIE, atendendo à alteração do Estatuto Social da Engie (33ª AGE - item 1.1), que adequou a ENGIE às regras do Regulamento do Novo Mercado B3 no tocante a instalação do Comitê de Auditoria Estatutário (Art. 22).

O CAE foi constituído, na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 193, realizada em 06 de dezembro de 2019, na qual foi aprovada o seu Regimento Interno, e na Reunião do Conselho de Administração da Companhia número 202, de 14 de maio de 2020, na qual foram nomeados os membros do CAE.

O CAE é um órgão estatutário de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia S/A ("ENGIE"), sendo regido pelas regras previstas na legislação brasileira e disposições contidas em seu Regimento Interno. O CAE reporta os assuntos tratados em suas reuniões, bem como suas manifestações, ao Conselho de Administração da ENGIE, conforme atas das reuniões arquivadas na Companhia.

Os membros da Diretoria da ENGIE são convidados a participar das reuniões do CAE que envolvam temas a eles afetos ou assuntos por eles submetidos para apreciação do CAE e indicam, conforme o caso, a participação dos gestores das áreas responsáveis pelas matérias a serem tratadas. Os gestores designados pela ENGIE também são convidados a participar de todas as reuniões do CAE.

Considerando o previsto na Instrução CVM 509/11, na reunião de 08/02/22 o CAE recomendou ao Conselho de Administração a contratação da firma de Auditoria Externa Ernst & Young (EY) para os serviços de Auditoria Externa nos exercícios 2022 a 2024, tendo o Conselho de Administração na reunião de 14 de fevereiro de 2022, aprovado a contratação da referida empresa, ficando a mesma responsável pelo exame e emissão do relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras e pela emissão dos relatórios especiais sobre as revisões trimestrais (ITR's) do Conglomerado ENGIE no período deste relatório.

O CAE atualmente é composto pelos Conselheiros de Administração da ENGIE, Economista Paulo de Resende Salgado, Coordenador do CAE, e Contador Manoel Eduardo Lima Lopes, e pela Advogada Carla Carvalho de Carvalho, todos atendendo aos critérios de independência estabelecidos pela legislação vigente e, também, pelos critérios do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

2. Resumo das atividades no Ano de 2022

No período de 01 de janeiro de 2022 a 31 de dezembro de 2022, o CAE realizou 34 (trinta e quatro) reuniões (sendo 5 (cinco) reuniões presenciais na sede da Companhia), e), e 4 (quatro) reuniões no ano de 2023 (até a data de avaliação das demonstrações financeiras referentes ao exercício de 2022), envolvendo os Diretores

Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes do Conglomerado ENGIE, assim como os Gerentes das Unidades Organizacionais de Governança, Riscos & Controles, Contabilidade, Tributária, Jurídica, Ética e Compliance. Ainda no ano de 2022 o CAE também efetuou 4 (quatro) reuniões com o Conselho de Administração para informar sobre o desenvolvimento de suas atividades, sendo que o conteúdo abordado foi registrado em ata do citado Conselho.

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacamos as seguintes:

1. Discussão e avaliação das políticas de independência dos auditores independentes, abrangendo em especial os seguintes assuntos: (i) o planejamento e a execução dos trabalhos de auditorias das demonstrações financeiras trimestrais do exercício social de 2022 do Conglomerado ENGIE; (ii) conhecer as naturezas e extensões dos principais procedimentos de auditoria selecionados e os conceitos de materialidades adotados; (iii) as análises de riscos de auditorias por eles efetuadas; (iv) as conclusões dos exames de auditorias, tendo tomado conhecimento do teor do relatório dos auditores independentes sobre os exames das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022, dando-se por satisfeito com as informações e esclarecimentos prestados. Também foram obtidas informações para assegurar as independências dos auditores e as inexistências de conflitos de interesses em outros trabalhos que não os de auditorias das demonstrações financeiras.

2. Acompanhamento, do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes, abordando as principais práticas contábeis adotadas, as estimativas contábeis efetuadas, bem como as apresentações das situações patrimoniais e financeiras, dos resultados financeiros, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados e das notas explicativas às demonstrações financeiras.

3. Supervisão do Plano Anual da Auditoria Interna, sua execução, relatórios emitidos, conhecimento dos pontos levantados e das recomendações, como também as providências tomadas pela Administração.

4. Monitoramento do Programa de Controles Internos e da Matriz de Riscos.

5. Conhecimento das decisões do Conglomerado ENGIE com relação à Lei Geral de Proteção de Dados.

6. Acompanhamento de eventos desenvolvidos pela área tributária corporativa.

7. Acompanhamento de processos judiciais e administrativos que envolvam ativos e passivos em andamento.

8. Monitoramento do canal de denúncias éticas do Conglomerado ENGIE.

9. Discussão e avaliação do Relatório de Sustentabilidade de 2021.

10. Estrutura, atividades, atribuições e principais Processos da GCO.

11. Governança: Políticas da Companhia.

12. Adequação da estrutura e processos de comercialização de energia da Companhia para a abertura do mercado de energia.

13. Políticas de Embargo e Política de Relacionamentos com Entidades do Setor Público.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO – CAE
ENGIE Brasil Energia S/A

De acordo com a legislação vigente, os membros do CAE, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto nas normas da CVM, Regulamentação do Novo Mercado e no Regimento Interno do Comitê, procederam à análise das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, acompanhadas do relatório dos auditores independentes e do relatório da administração referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022 e considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos profissionais da EY, opinam, por unanimidade, recomendar a sua aprovação pelo Conselho de Administração e o seu encaminhamento à Assembleia Geral Ordinária – AGO para deliberação pelos acionistas.

Esse Parecer, depois de lido e achado conforme, será assinado pelos membros do Comitê de Auditoria Estatutário, por meio do *DocuSign*.

Rio de Janeiro, 16 de fevereiro de 2023.

DocuSigned by:
Paulo Salgado

Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

DocuSigned by:
Carla de Carvalho

Carla Carvalho de Carvalho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

DocuSigned by:
Manoel Lopes

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

ENGIE Brasil Energia S.A.

CNPJ 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4
Companhia Aberta - Registro CVM nº 1732-9

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da ENGIE Brasil Energia S.A, infra-assinados, em cumprimento das disposições legais e estatutárias, examinaram o Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Contábeis compostas pelo balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 e pelas demonstrações do resultado do exercício; do resultado abrangente; das mutações do patrimônio líquido; do fluxo de caixa e do valor adicionado para o exercício findo naquela data, as respectivas notas explicativas, bem como a seguinte proposta de destinação do lucro líquido do exercício: a) Reserva de Incentivos Fiscais – R$ 8.953.525,53; b) Distribuição de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio no valor total de R$ 2.705.857.438,99, assim composto: (i) Dividendos Intercalares, relativos ao primeiro semestre, declarados na 233ª RCA, de 02.08.2022, no valor de R$ 577.884.268,33 e na 236ª RCA, de 08.11.2022, no valor de R$ 472.814.401,36; (ii) Juros sobre o Capital Próprio aprovados na 238ª RCA, de 09.12.2022, no valor bruto de R$ 200.000.000,00; e (iii) Dividendos Adicionais – R$ 1.455.158.769,30. Não houve destinação de lucro para reserva legal em virtude da Companhia já ter atingindo, em 2021, o limite de 20% do capital social, em atenção ao artigo 193 da Lei 6.404/76.

Com base nos exames efetuados e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, ERNST & YOUNG Auditores Independentes S.S. Ltda., emitido sem ressalvas em 16 de fevereiro de 2023, bem como as informações e esclarecimentos recebidos dos representantes da administração ao longo do exercício, os membros do Conselho Fiscal expressam a opinião que os documentos em apreço, bem como a proposta de destinação do lucro líquido do exercício apresentada pelo Conselho de Administração em 16 de fevereiro de 2023 estão em condições de serem aprovados pelos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Florianópolis/SC, 16 de fevereiro de 2023.

DocuSigned by:
Waltamir Barreiros
ADF985A849B94F9...
Waltamir Barreiros
Conselheiro Presidente

DocuSigned by:
Carlos Guerreiro Pinto
FF29BD9C2E4F42D...
Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

DocuSigned by:
D74928CA601144A...
Milre Felix Neto
Conselheiro