Exercícios de **2024 e 2023**

Relatório de Administração e Demonstrações Financeiras

Conjunto Eólico Serra do Assuruá

ENGIE Brasil Energia S.A.
CNPJ: 02.474.103/0001-19
NIRE: 42 3 0002438-4

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

SUMÁRIO

Relatório da Administração **5**
Mensagem da Administração 6
Premiações e Reconhecimentos em 2024 8
A Engie Brasil Energia 10
Governança e Integridade 17
Capital Humano 32
Meio Ambiente e Clima 35
Relações de Valor 39
Desempenho Financeiro e Operacional 46
Informações Adicionais 69
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 79
Nota 2. Apresentação das demonstrações financeiras 88
Nota 3. Caixa e equivalentes de caixa 95
Nota 4. Contas a receber de clientes 95
Nota 5. Depósitos vinculados 97
Nota 6. Ativo financeiro de concessão 97
Nota 7. Ativo de contrato 98
Nota 8. Outros ativos 101
Nota 9. Investimentos 102
Nota 10. Imobilizado 113
Nota 11. Intangível 121
Nota 12. Fornecedores 125
Nota 13. Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros 128
Nota 14. Instrumentos de dívida 138
Nota 15. Concessões a pagar (uso de bem público) 152
Nota 16. Benefícios a empregados 154
Nota 17. Provisões e depósitos judiciais 160
Nota 18. Tributos e outras obrigações regulatórias 165
Nota 19. Outros passivos 170
Nota 20. Patrimônio líquido 172
Nota 21. Dividendos e juros sobre o capital próprio 175
Nota 22. Receita operacional líquida 177
Nota 23. Detalhamento dos gastos operacionais por natureza 180
Nota 24. Resultado financeiro 181
Nota 25. Transações com partes relacionadas 182
Nota 26. Informações por segmento 189
Nota 27. Seguros 190
Nota 28. Compromissos de longo prazo 191
Nota 29. Informações complementares ao fluxo de caixa 195
Nota 30. Eventos subsequentes 196
Comentários Sobre O Comportamento Das Projeções Empresariais 197
Outras Informações Que A Companhia Entenda Relevantes 200
Declaração Dos Diretores Executivos Da Companhia 205
Conselho De Administração 206
Diretoria Executiva 206
Departamento De Contabilidade 206
Relatório Dos Auditores Independentes 207
Orçamento De Capital 214
Relatório Resumido Do Comitê De Auditoria Estatutário 215
Parecer Do Comitê De Auditoria Estatutário 218
Parecer Do Conselho Fiscal 219

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 FINANCEIRAS

Nota 9: INVESTIMENTOS

Nota 25: TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Nota 26: INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Nota 30: EVENTOS SUBSEQUENTES

ESTRUTURA DE CAPITAL

Nota 3: CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Nota 5: DEPÓSITOS VINCULADOS

Nota 13: GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Nota 14: INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Nota 20: PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Nota 21: DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

CONTAS A RECEBER E A PAGAR

Nota 4: CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Nota 12: FORNECEDORES

Nota 28: COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

TRIBUTOS E OBRIGAÇÕES

Nota 16: BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

Nota 17: PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Nota 18: TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

CONCESSÕES

Nota 6: ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Nota 7: ATIVO DE CONTRATO

Nota 10: IMOBILIZADO

Nota 11: INTANGÍVEL

Nota 15: CONCESSÕES A PAGAR (UBP)

RESULTADO

Nota 22: RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Nota 23: DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

Nota 24: RESULTADO FINANCEIRO

GLOSSÁRIO

ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ADR: *American Depositary Receipts*
AFD: Crédito com recursos da Agência Francesa de Desenvolvimento
AGO: Assembleia Geral Ordinária
ANA: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APPs: Áreas de Preservação Permanentes
APR: Ações Preferenciais Resgatáveis
AVJ: Ajuste ao Valor Justo
AVM: Ajuste ao Valor de Mercado
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
BSPS: Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado
CADIN: Cadastro Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal
CAPEX: Capital Expenditure
CAR: Curva de Aversão ao Risco
CARF: Conselho Administrativo de Recursos Fiscais
CBD: Convenção para a Diversidade Biológica
CBPS: Comitê Brasileiro de Pronunciamentos de Sustentabilidade
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
CDP: Customer Data Platform
CDPQ: Caisse de Dépôt et Placement du Québec
CFC: Conselho Federal de Contabilidade
CGU: Controladoria Geral da União
CIPA: Comissão Interna de Prevenção de Acidentes
COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COSO: Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CSC: Central de Supervisão e Controle
CSLL: Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CSRF: Câmara Superior de Recursos Fiscais
CTT: Convenção Coletiva de Trabalho
CUSD: Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
CUST: Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
DI: Depósito Interbancário
Ebit: *Earnings Before Interest and Taxes*
Ebitda ou Lajida: *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* ou Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
EITI: Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas
EOL: Eólica
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
ERM: Enterprise Risk Management
ESG: *Environmental, Social and Governance*
ESS: Encargos de Serviços do Sistema
FIA: Fundo da Infância e Adolescência
FNDCT: Fundo Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FNE: Crédito com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
FPB: Folha de Pagamento Bruta
GAG: Gestão dos Ativos de Geração
GC: Gratificação de Confidencialidade
GEE: Gases de Efeito Estufa
GFOM: Geração Fora da Ordem de Mérito
GNL: Gás Natural Liquefeito
GRI: Global Reporting Initiative
GSF: *Generation Scaling Factor*
GW: Gigawatt
GWh: Gigawatt-hora
HFC: *Hedge* de Fluxo de Caixa
HSBC: Hong Kong and Shanghai Banking Corporation
HVJ: *Hedge* de Valor Justo
IASB: International Accounting Standards Board
IBGC: Instituto Brasileiro de Governança Corporativa
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
ICPC: Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
IEE: Índice do Setor de Energia Elétrica
IFRS: International Financial Reporting Standards
IGC: Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada
IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
IGP-DI: Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna
INPC: Índice Nacional de Preço ao Consumidor
INSS: Instituto Nacional do Seguro Social
IPA-DI: Índice de Preços ao Produtor Amplo – Disponibilidade Interna
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
ITAG: Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado
JCP: Juros sobre Capital Próprio
KM: Quilômetro
MME: Ministério de Minas e Energias
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
MUFG: Mitsubishi UFJ Financial Group
MW: Megawatt
MW_{ac}: Megawatt Corrente Alternada
MWh: Megawatt-hora
MW_p: Megawatt Pico
NDF: *Non-Deliverable Forward*
NTN-B: Nota do Tesouro Nacional Série B
NBR: Norma Brasileira Regulamentadora
O&M: Operação e Manutenção
OCDE: Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
OCPC: Orientação Técnica Contábil do Comitê de Pronunciamentos Contábeis

ODS: Objetivo de Desenvolvimento Sustentável
OIT: Organização Internacional do Trabalho
ONG: Organização Não Governamental
ONS: Operador Nacional do Sistema
ONU: Organização das Nações Unidas
ORA: Outros Resultados Abrangentes
OSCIP: Organização da Sociedade Civil e de Interesse Público
OTC: Over-The-Counter
P&D: Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
PCD: Pessoa com Deficiência
PCH: Pequenas Central Hidrelétrica
PD&I: Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PDI: Plano de Desenvolvimento Pessoal
PDV: Plano de Demissão Voluntária
PIB: Produto Interno Bruto
PIS: Programa de Integração Social
PL: Patrimônio Líquido
PLD: Preço de Liquidação de Diferenças
PLR: Participação nos Lucros e Resultados
US PPI: United States Producer Price Index
PREVIC: Superintendência Nacional de Previdência Complementar
PREVIG: Sociedade de Previdência Complementar
RTPRAG: Receita Anual de Geração
RAP: Receita Anual Permitida
RBO: Retorno da Bonificação pela Outorga
RL: Receita Líquida
RO: Resultado Operacional
ROE: *Return on Equity* ou Retorno Sobre o Patrimônio Líquido
ROIC: *Return on Invested Capital* ou Retorno Sobre Capital Investido
SASB: Sustainability Accounting Standards Board
SIG: Sistema Integrado de Gestão
SIN: Sistema Interligado Nacional
SIPAT: Semana Interna de Prevenção a Acidentes de Trabalho
SPA: *Share Purchase Agreement* ou Contrato de Aquisição de Ações
SPE: Sociedade de Propósito Específico
SST: Saúde e Segurança do Trabalho
STF: Supremo Tribunal Federal
STJ: Supremo Tribunal de Justiça
TCFD: Task Force on Climate-related Financial Disclosures
TF: Taxa de Frequência
TG: Taxa de Gravidade
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo
TNFD: Taskforce on Nature-related Financial Disclousure
UBP: Uso de Bem Público
UHE: Hidrelétricas
UTE: Termelétrica
V.M.: Variação Monetária
VAT: Valor Adicionado Total

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 Financeiras dos exercícios de 2024 e 2023**, 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 Estatutário referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2024. 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 Agência Nacional de Energia Elétrica (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, em 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

Disciplina financeira, eficiência operacional, inteligência comercial e, acima de tudo, respeito absoluto às pessoas e ao planeta. Ancorados nesses princípios, encerramos o desafiador ano de 2024 não apenas demonstrando resiliência em nosso resultado operacional e financeiro, mas também comemorando importantes conquistas.

A entrada em operação de projetos em implantação e a aquisição de ativos renováveis já operacionais mais que compensaram os desinvestimentos realizados ao longo de 2023, resultando em um aumento de 4,4% na Receita Operacional Líquida em comparação a 2023, atingindo R$ 11.219 milhões em 2024. O Ebitda ajustado foi de R$ 7.367 milhões, 1,3% acima do valor registrado no ano anterior, considerando a redução do resultado de equivalência patrimonial, devido à alienação parcial da participação na controlada em conjunto – TAG. O Lucro líquido ajustado encerrou o ano em R$ 3.372 milhões, 1,4% abaixo do total do ano de 2023, influenciado principalmente pelo aumento das despesas com depreciação e amortização relacionados às novas usinas que ingressaram em nosso portfólio.

A expansão de nossas operações registrou marcos relevantes: ao final do ano, **1,2 GW haviam sido agregados à capacidade instalada própria, que agora soma 9,6 GW de energia 100% renovável**, distribuída em 115 usinas. Além da operação integral do Conjunto Eólico Santo Agostinho e da aquisição de cinco ativos fotovoltaicos já em operação, antecipamos o início da operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, operando comercialmente mais da metade da capacidade instalada total de 846 MW. Em paralelo, iniciamos os testes operacionais do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que adicionará 752 MW a nosso parque gerador ao longo de 2025.

Continuamos crescendo também no segmento de transmissão, **ao arrematar o principal lote do segundo leilão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em 2024, o qual chamamos de Sistema de Transmissão Graúna**, que reforça os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste do país. Com 780 quilômetros de extensão, será o quinto projeto de transmissão a ser implantado pela Companhia e se somará aos 2.710 quilômetros de linhas já em operação e aos 1 mil quilômetros do projeto Asa Branca, também em implantação.

O ano de 2024 se destacou como o ano de maior investimento da história da ENGIE Brasil Energia, com cerca de R$ 9,7 bilhões aportados, majoritariamente, em usinas eólicas e fotovoltaicas. Temos pela frente mais R$ 8,5 bilhões de investimentos já comprometidos para o período de 2025 a 2027.

Em 2024 registramos um incremento de 32% na quantidade de clientes no Mercado Livre de Energia, evidenciando o sucesso de nossa estratégia comercial – da digitalização ponta a ponta às ações de *marketing* – para atender a esse segmento cada vez mais diversificado e complexo.

Dedicamos às pessoas o mesmo cuidado que temos com o negócio: reflexo disso foi o ingresso da **ENGIE Brasil Energia à lista das melhores empresas para se trabalhar no Brasil, segundo o ranking Great Place to Work**. Estamos certos de que esse reconhecimento reflete o carinho que temos com cada uma das pessoas que dedicam conhecimento e, o mais importante, grande parte do seu tempo à conquista de nossos objetivos.

Um diálogo aberto e ações guiadas pelo interesse coletivo marcaram nossa relação com as comunidades das quais fazemos parte: somente em 2024 investimos, **entre recursos próprios e incentivados, R$ 48,7 milhões em ações de impacto social, nosso recorde histórico.** Um dos destaques nesse sentido foi a inauguração do nosso sexto Centro de Cultura e Sustentabilidade, em Trairi (CE).

Destacamos também a intensificação da nossa agenda de mitigação e adaptação climática. Exemplo disso é o nosso Programa de Descarbonização dos Fornecedores, que inclui diagnósticos, treinamentos e acesso às oportunidades de transição para uma economia de baixo carbono de nossa cadeia de valor. **O Programa recebeu o Prêmio do Pacto Global ONU – Rede Brasil na categoria "Guardiões Pelo Clima", durante a 29ª Conferência do Clima (COP 29)** – realizada pela Organização das Nações Unidas (ONU).

Por fim, é com grande alegria que recebemos a notícia da inclusão da ENGIE Brasil Energia no **Índice Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index 2024** e de figurar no Sustainability Yearbook, da S&P Global, entre as seis empresas do setor elétrico líderes em sustentabilidade no mundo – o que chancela tanto nosso comprometimento quanto a efetividade de nossas práticas ambientais, sociais e de governança.

Fica aqui o nosso convite para que continuemos, juntos, a construir esse futuro, movidos pela esperança, inspirando empresas e pessoas. Na ENGIE Brasil Energia, seguiremos obstinados em superar desafios, atentos às oportunidades de crescimento e focados no desenvolvimento sustentável – o único que nos interessa.

Boa leitura!

Mauricio Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS EM 2024

Pela primeira vez, a ENGIE Brasil Energia integra o **Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index**, figurando entre os seis melhores desempenhos no setor de *electric utilities*.

Conquista da Certificação GPTW – **Great Place To Work Brasil**, que reconhece as melhores empresas para se trabalhar do país.

21ª colocação no ranking "**Global 100**", que lista as **100 Companhias mais sustentáveis do mundo**, promovido pela editora canadense Corporate Knights.

Prêmio **Guardiões Pelo Clima** concedido pelo Pacto Global ONU – Rede Brasil, pelo case "Programa de Descarbonização de Fornecedores".

Integrante das Carteiras 2024/2025 dos Índices **Carbono Eficiente** (ICO2), **Diversidade** (IDIVERSA), **Governança Corporativa – Novo Mercado** (IGC-NM), **Dividendos** (IDIV) da B3.

Destaque no **Troféu Transparência 2024**, promovido pela Associação Nacional Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac) – na categoria "Empresas com receita líquida de R$ 5 até R$ 20 bilhões".

Vencedora na categoria Energia e destaque no **Melhores do ESG** da Exame, pelo terceiro ano consecutivo.

6º lugar no **Prêmio Broadcast Empresas**, que reconhece as companhias que trouxeram maior retorno aos investidores.

Destaque do setor de energia na **Melhores e Maiores 2024**, promovido pela Revista Exame.

Presença em todas as categorias do Ranking da **Revista Institutional Investor** (Electric & Other Utilities - Latin America).

EVOLUÇÃO DO DESEMPENHO – PRINCIPAIS INDICADORES

Indicadores	2024	2023	Variação
Operacionais e comerciais			
Usinas em operação	115	81	34
Capacidade instalada operada (MW)	11.265,5	10.034,0	12,3%
Capacidade instalada própria (MW)	9.555,7	8.324,1	14,8%
Capacidade instalada própria de fontes renováveis (%)	100	100	-
Volume de vendas de energia (GWh)	36.064	35.816	0,7%
Preço médio líquido de vendas (R$/MWh)	220,8	226,4	-2,5%
Número de clientes atendidos (ACL)	1.854	1.408	31,7%
Econômico-financeiros (R$ milhões)			
Receita operacional líquida	11.219	10.748	4,4%
Ebitda	8.754	7.285	20,2%
Ebitda ajustado	7.367	7.270	1,3%
Lucro líquido	4.303	3.429	25,5%
Lucro líquido ajustado	3.372	3.421	-1,4%
Dívida líquida	20.126	15.335	31,2%
Investimentos (R$ milhões)	9.664	2.945	228,1%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE[1]) ajustado (%)	27,4	34,9	-7,5 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC[2]) ajustado (%)	17,2	20,3	-3,1 p.p.
Proventos por ação (R$)	2,33	2,34	-0,4%
Preço médio da ação[3] (R$)	40,75	38,06	7,1%
Ambientais			
Mudas doadas e plantadas (milhares)	255	233	9,4%
Participantes – programa Conexão de visitas e educação ambiental (milhares)	122	122	-
Retirada de água (milhares de megalitros)	3,2	3,7	-12,2%
Intensidade de emissões de CO_2 (tCO_2e/MWh)	0,006	0,0131	-54,2%
Responsabilidade social (R$ mil)			
Recursos não incentivados	9.307	8.338	11,6%
Recursos Incentivados (Rouanet, FIA, etc)	39.352	10.339	280,6%
Capital humano			
Número de colaboradores (em 31 de dezembro)	1.173	1.099	6,7%
Percentual de mulheres na força de trabalho	32,1%	29,4%	2,7 p.p.
Investimento em treinamento e desenvolvimento profissional (R$ milhões)	8,6	6,9	24,6%
Total de horas de treinamento	73.531	79.622	-7,6%
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[4]	0,000	0,000	-
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviços[4]	0,312	0,920	▽
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]	0,000	0,000	-

(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, ajustado a proventos.
(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.

A ENGIE BRASIL ENERGIA

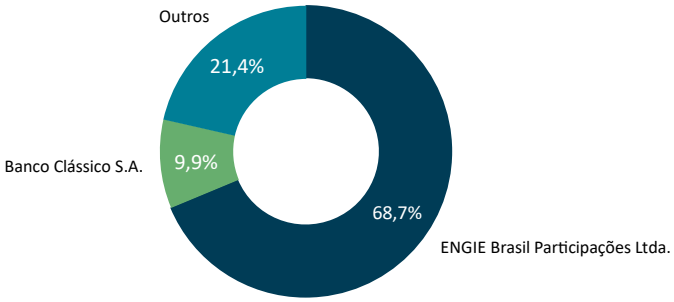
Maior geradora de energia elétrica a partir de fontes 100% renováveis do país, a ENGIE Brasil Energia age para acelerar a transição à economia de baixo carbono, de forma justa e acessível, desenvolvendo atividades nos segmentos de **geração, transmissão e *trading* de energia elétrica**. A essas atividades se soma o transporte de gás natural, realizado pela Transportadora Associada de Gás – TAG, na qual a Companhia detém participação acionária.

É constituída como Sociedade Anônima de capital aberto, com ações ordinárias listadas na Bolsa de Valores do Brasil — B3 S.A. — Brasil, Bolsa, Balcão, sob o código EGIE3- ao final de 2024, eram 815.927.740 ações ordinárias listadas na B3, com capital social totalizando R$ 4.903 milhões. Integra, ainda, o mercado de balcão norte-americano, negociando American Depositary Receipts (ADRs) Nível I, identificada como EGIEY, na relação de um ADR por ação ordinária.

Em 31 de dezembro de 2024, o valor de mercado da Companhia era de R$ 29,0 bilhões.

A Companhia é controlada indiretamente pela ENGIE S.A. ("Grupo ENGIE" ou "ENGIE"), referência global em energia e serviços de baixo carbono, com presença em cerca de 30 países, receita de EUR 82,6 bilhões e aproximadamente 97 mil colaboradores.

Estrutura acionária (em 31.12.2024)



MISSÃO

Oferecer soluções inovadoras e sustentáveis em energia.

VISÃO

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

VALORES

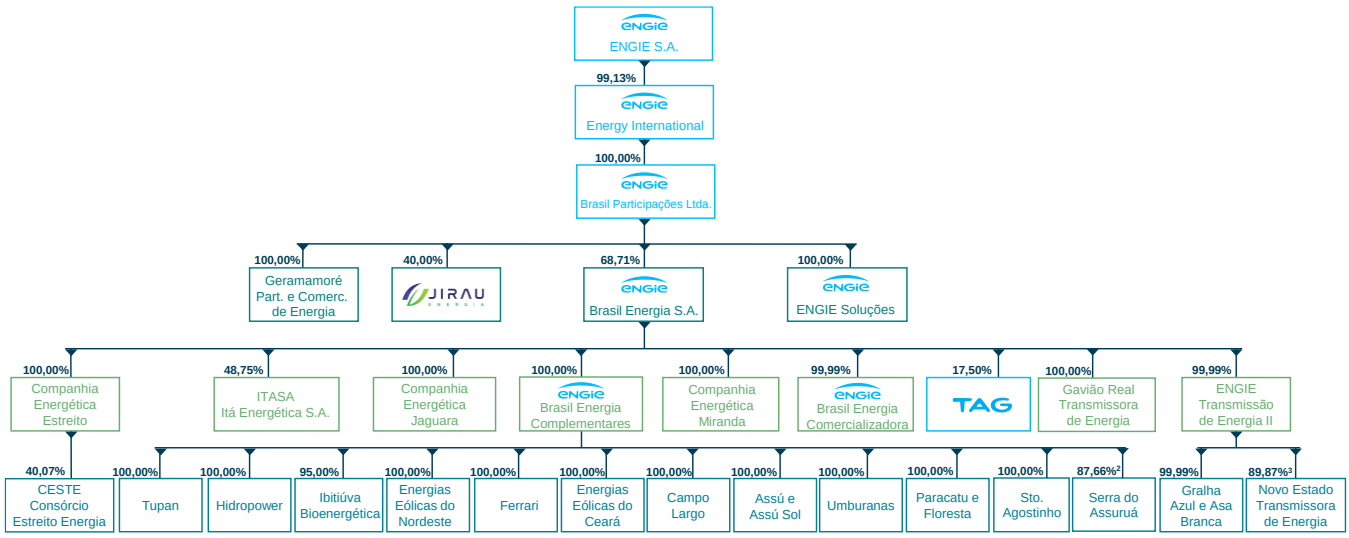
Profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, respeito ao meio ambiente, criação de valor, ética.

Orientada pelo propósito de **agir para acelerar a transição energética**, a ENGIE Brasil Energia desenvolveu um modelo de negócio resiliente às volatilidades de mercado e apto à obtenção de resultados consistentes em longo prazo.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e participa de consórcios e sociedades empresariais conforme detalha o infográfico a seguir. Entre as alterações que se destacaram em 2024 estão a aquisição de cinco Conjuntos Fotovoltaicos, já em operação, a alienação da Usina de Cogeração Lages e de 15% de participação societária na TAG (já anunciada em 2023).Destaque também para o início da operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, do Conjunto Solar Assú Sol e de Gavião Real Transmissora de Energia.

Estrutura societária[1] (em 31.12.2024)

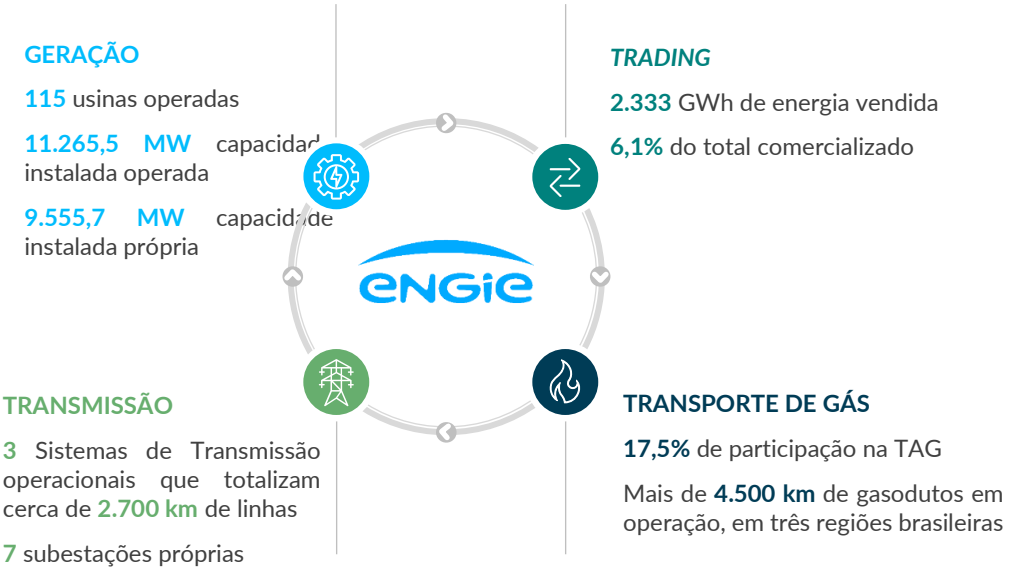


1 - Organograma simplificado, meramente ilustrativo.
2 - Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.
3 - Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Novo Estado Participações S.A.

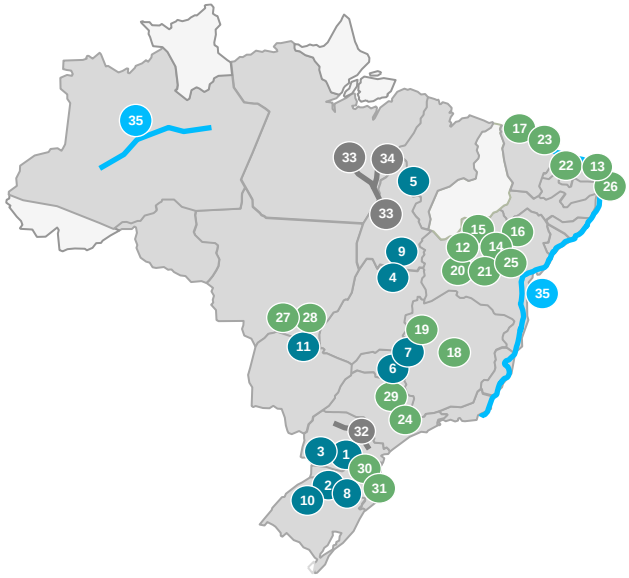
SEGMENTOS DE ATUAÇÃO

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 (em 31.12.2024)



Portfólio e localização dos ativos em operação (em 31.12.2024)



1 Salto Santiago
2 Itá
3 Salto Osório
4 Cana Brava
5 Estreito
6 Jaguara
7 Miranda
8 Machadinho
9 São Salvador
10 Passo Fundo
11 Ponte de Pedra
12 Conjunto Serra do Assuruá
13 Conjunto Santo Agostinho I
14 Conjunto Campo Largo II
15 Conjunto Umburanas
16 Conjunto Campo Largo I
17 Conjunto Trairi
18 Conjunto Lar do Sol
19 Conjunto Paracatu
20 Conjunto Juazeiro
21 Conjunto Sertão Solar
22 Conjunto Floresta
23 Conjunto Sol do Futuro
24 Ferrari
25 Conjunto São Pedro
26 Assú V
27 Rondonópolis
28 José G. da Rocha
29 Ibitiúva
30 Nova Aurora
31 Tubarão
32 Gralha Azul
33 Novo Estado
34 Gavião Real
35 Transportadora Associada de Gás (TAG)

Geração

Desde 2023, a ENGIE Brasil Energia ocupa a posição de maior geradora de energia elétrica 100% renovável do país. Ao final de 2024, seus ativos de geração eram formados por 115 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 104 complementares (eólicas, solares, PCHs e centrais a biomassa). **Juntas, somavam capacidade instalada de 11.265,5 MW, dos quais 9.555,7 MW são capacidade própria**, uma vez que 111 usinas pertenciam integralmente à Companhia – têm propriedade compartilhada apenas as Usinas Hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito e a Usina de Cogeração Ibitiúva Bioenergética.

Em 2024, o parque gerador passou a contar com 100% da operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase 1, no Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de 434 MW. O empreendimento envolveu recursos da ordem de R$ 2,3 bilhões e gerou mais de mil empregos diretos na região dos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a cerca de 120 quilômetros da capital Natal.

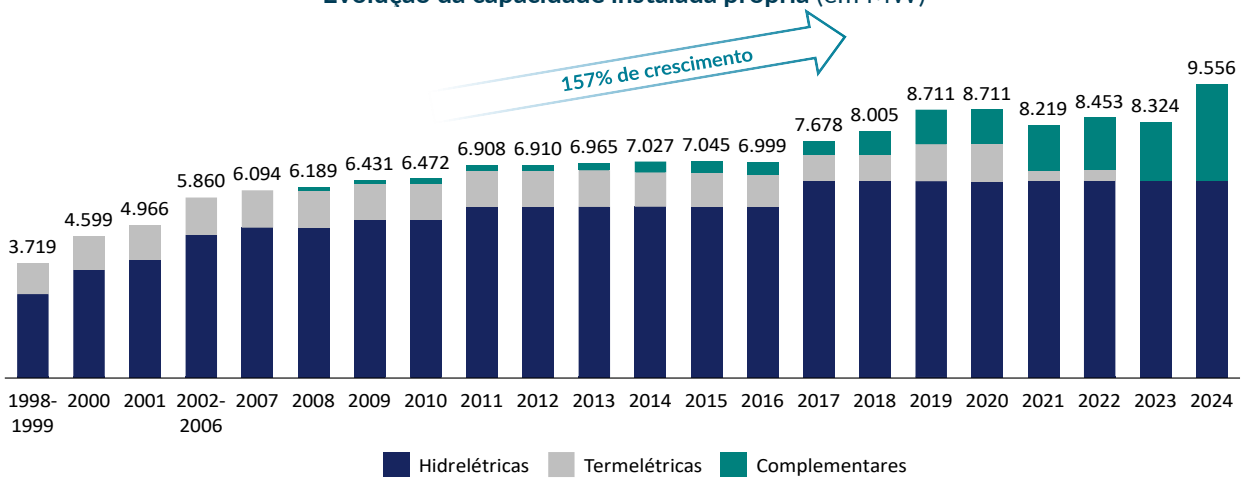
Ainda em 2024, a ENGIE Brasil Energia concluiu a aquisição da totalidade das ações detidas pela Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. e Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A., para aquisição dos conjuntos fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol, localizados na Bahia, Ceará e Minas Gerais, um investimento de aproximadamente R$ 3,2 bilhões. A capacidade instalada dos ativos, todos em plena operação, é de 545 MWac, o que corresponde a 661 MWp, enquanto a capacidade comercial é de 145,1 MW médios. A aquisição se alinha à estratégia de crescimento da Companhia, mesmo em período de sobreoferta de energia como registrado em 2024, pelo fato dos ativos estarem altamente contratados no longo prazo, majoritariamente no mercado regulado.

Por outro lado, a Companhia efetivou, em maio de 2024, a venda da Usina de Cogeração Lages (28MW), que se aproximava do final do seu ciclo de viabilidade econômico-financeira, respeitando a nossa disciplina financeira.

Expansão em geração

A tomada de decisão acerca de investimentos e desinvestimentos da ENGIE Brasil Energia é respaldada por análises rigorosas de viabilidade, que se estendem a impactos, riscos e oportunidades relativas a aspectos de sustentabilidade. Além de avaliar aspectos econômicos, operacionais e socioambientais, a Companhia considera os cenários a partir de uma perspectiva estratégica do mercado e do negócio. Com base nessas premissas, tem garantido um crescimento sustentável, apoiado na expansão da geração e na operação segura e consistente dos seus ativos.

Evolução da capacidade instalada própria (em MW)



Usina Hidrelétrica Jirau

A Jirau Energia S.A. é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho (RO). Desde novembro de 2016, a Usina conta com suas 50 unidades geradoras em operação, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada.

Ao final de 2024, a ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, aguardava condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro que embasará a proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Jirau Energia, bem como de sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá

Composto por 24 parques eólicos em implantação em fase única no município de Gentio do Ouro, na Bahia, o projeto possui outorga emitida pela Aneel, **capacidade instalada prevista de 846 MW e capacidade comercial estimada em 410,2 MW médios**. Com geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região, o investimento estimado é da ordem de R$ 6 bilhões (base mai/2022).

Ao final de 2024, o progresso da obra atingiu 97%. As atividades de montagem e comissionamento de aerogeradores estão sendo executadas com antecipação ao cronograma previsto, contando com mais de 95% dos aerogeradores montados e 76% comissionados. A subestação, linha de transmissão e bay de conexão estão completamente energizadas. As atividades de obras civis foram concluídas e as redes de média tensão estão em fase final de execução.

Em 31 de dezembro de 2024, 109 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 55 em testes – o projeto conta com 188 ao total. Até 20 de fevereiro de 2025, mais 30 unidades geradoras entraram em operação comercial e 46 estavam em testes, num total de 832,5 MW. A previsão de conclusão da implantação do projeto foi antecipada para o primeiro semestre de 2025.

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

O projeto está localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp), capacidade comercial estimada em 229,6 MW médios**, e investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões (base jan/23).

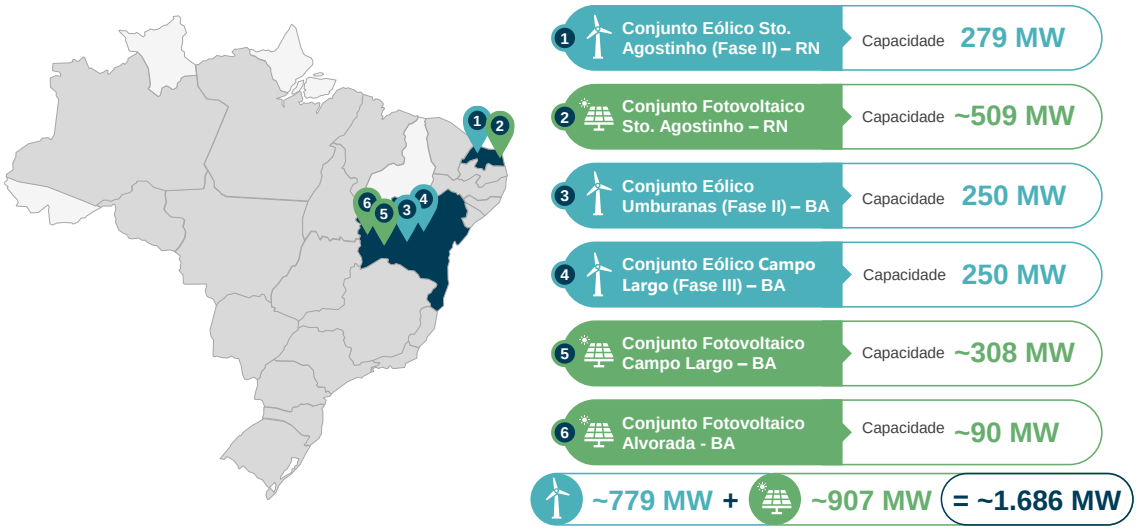
As atividades de implantação atingiram 76% de avanço até o final de 2024. Foram concluídas as atividades de conexão ao sistema e a supressão vegetal e estão sendo executadas atividades de engenharia, terraplenagem, drenagem, fundações e montagens dos trackers, instalação dos painéis solares e comissionamento.

A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. Até o fim do ano, cinco dos 16 parques estavam operando em teste. Até 20 de fevereiro de 2025, quatro parques estavam em operação comercial e três operando em testes, somando 302,7 MW ao portfólio da Companhia. A operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.

Projetos de geração em desenvolvimento

Ao final de 2024, uma série de projetos passavam por estudos de viabilidade pela ENGIE Brasil Energia, entre usinas fotovoltaicas e conjuntos eólicos. Se vierem a ser implantados futuramente, esses projetos podem agregar cerca de 1,7 GW ao parque gerador.

Parte dos projetos em estudo está localizada próxima a ativos operacionais da Companhia, o que permite sinergias de recursos e de infraestruturas que otimizariam a implantação. É o caso, por exemplo, do Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho, em análise para instalação em área contígua ao Conjunto Eólico de mesmo nome, no Rio Grande do Norte.



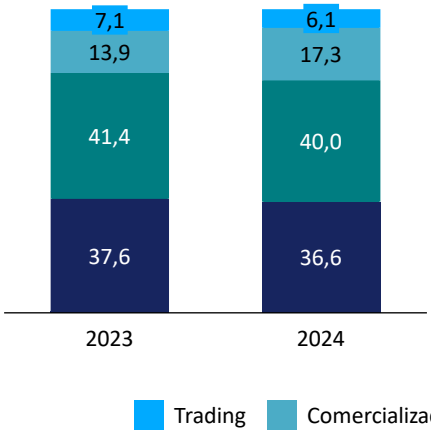
Adicionalmente, a Companhia avalia constantemente oportunidades de aquisição de empreendimentos já em operação, sendo que, atualmente, dadas as condições de mercado, tem dado prioridade a avaliar empreendimentos que estejam contradados.

Comercialização

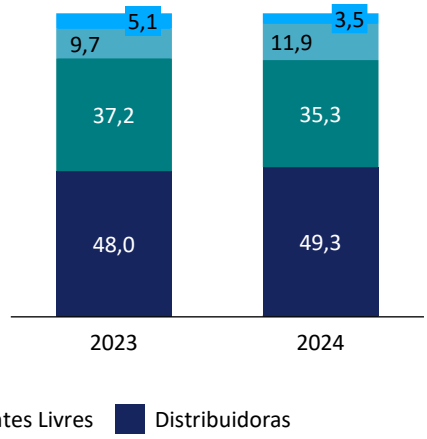
A ENGIE Brasil Energia opera no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), atendendo à demanda prevista em leilões organizados pela Aneel, e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde comercializa diretamente com os consumidores finais. Ao final de 2024, sustentava **um *market share* de 7,5% no mercado livre e registrava um crescimento de 31,7% no número de consumidores livres atendidos**. Os bons resultados obtidos são fruto, entre outros fatores, da abertura desse mercado a todos os consumidores de alta tensão, desde o mês de janeiro, devido à Portaria Normativa 50/2022, do Ministério de Minas e Energia. Tal abertura habilitou mais de 100 mil novos potenciais consumidores de pequeno porte ao Mercado Livre de Energia.

Os consumidores livres (com exceção de CCEE e outras receitas) representaram 40,0% das vendas físicas e 35,3% da receita operacional líquida, montantes 1,4 p.p. e 1,9 p.p. menores quando comparados a 2023. A variação se deve, principalmente, pela mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras, em virtude das vantagens existentes para o seu grupo econômico.

Participação dos clientes nas vendas físicas (%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a ROL do segmento de geração (%)



Além de contar com uma experiência acumulada de mais de 20 anos de atuação no ACL, desde que esse formato de negócio começou a ser implementado no país, a ENGIE Brasil Energia se prepara há anos para a abertura gradual do mercado livre a outros perfis de consumidores. Por isso, pôde desenvolver soluções adequadas para os diferentes públicos e aproveitar as oportunidades decorrentes dessa abertura.

E as expectativas da Companhia são de ainda mais expansão. Espera-se que o crescimento do ACL atraia mais público e estimule a migração de outros consumidores. **O ACL respondeu por 43,1% do consumo nacional de energia elétrica em ao final de 2024, com crescimentos de 10,6% no consumo e de 55,7% no número de consumidores**, na comparação com 2023. Além disso, um projeto de lei em discussão no Congresso Nacional cogita a abertura, em meados de 2028, a todos os consumidores de baixa tensão. Se concretizada, ela representaria 80 milhões de novos consumidores livres em potencial.

Os resultados alcançados pela Companhia no ACL são decorrentes também da estratégia de comercialização adotada, que tem entre suas diretrizes a venda gradativa da energia disponível para entrega futura, de forma a mitigar o risco de exposições ao preço de energia no curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD ou preço *spot*) e proteger-se de conjunturas negativas do mercado. Aliado a isso, há uma combinação de gestão de portfólio e dinamismo comercial, por meio de plataformas digitais e canais de prospecção, que potencializa o aproveitamento das janelas de oportunidades para compra ou venda de energia.

Adicionalmente, a ENGIE Brasil Energia tem a seu favor a robustez e a diversificação de ativos de seu parque gerador, que garante segurança no fornecimento, inclusive na celebração de contratos de longo prazo. Essa vantagem também contribui para a construção de reputação e credibilidade no mercado, o que naturalmente favorece a atração e a retenção de clientes.

Ainda no escopo de sua estratégia de comercialização, tem importante peso a inovação e a digitalização, com o desenvolvimento de soluções e produtos aderentes às novas tendências e necessidades do mercado. Ao desenvolver soluções que simplificam a migração para o mercado livre e facilitam a jornada digital nas transações de compra de energia, a ENGIE Brasil Energia torna a migração mais atrativa e estimula, de forma direta e indireta, a expansão desse mercado no país.

Transmissão

A atuação da Companhia no segmento de transmissão avança de forma consistente, com disciplina financeira, garantindo complementariedade às frentes de negócio e robustez operacional para a entrega da energia gerada ao Sistema Interligado Nacional. Ao final do ano, **a Companhia operava mais de 2,7 mil quilômetros de extensão de Linhas de Transmissão e sete subestações associadas, em diferentes regiões do país**. Em 2024, concluiu a energização total do sistema de transmissão Gavião Real, no Pará, operado de forma integrada ao Sistema Novo Estado, no Tocantins. Além desses, a ENGIE Brasil Energia opera o sistema de transmissão Gralha Azul, no Paraná.

Marcante também foi a conquista do Lote 1 no Leilão 2/2024, para implantação do Sistema de Transmissão Graúna. O projeto prevê 780 quilômetros de extensão, incluindo seis linhas de transmissão, duas subestações e um seccionamento novos, além da operação de outras linhas e subestações já existentes. Vale destacar que o Projeto conta com sinergias locacionais no Sistema de Transmissão Gralha Azul, inclusive no seccionamento da linha de transmissão, e em outros ativos da Companhia.

Ao todo, o novo sistema irá atravessar 47 municípios, nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo. O prazo de concessão é de 30 anos.

Expansão em transmissão

A expansão em sistemas de transmissão se dá por meio de leilões organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é responsável por definir os lotes e os valores máximos da Receita Anual Permitida (RAP) para cada projeto. Desta forma, a previsibilidade de crescimento neste segmento se dá através dos estudos técnico-financeiros de cada projetos a ser leiloado, apetite a risco e capacidade de crescimento.

Sistema de Transmissão Asa Branca

Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5 foi nomeado como Asa Branca e **contará com cerca de 1.000 quilômetros de extensão**. Localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500 kV em circuito simples. O prazo de concessão será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em setembro de 2023.

Ao fim de 2024, as obras do trecho Morro do Chapéu II – Poções III seguiram em andamento, com atividades de terraplenagem e obras civis nas subestações, bem como supressão de vegetação, obras civis e montagem de estruturas metálicas na linha de transmissão. No mês de outubro, também foi iniciada a entrega de cabos condutores em campo. O prazo máximo para início de operação é março de 2029, com previsão de antecipação de pelo menos 24 meses.

Transporte de gás natural

No início de 2024, a ENGIE Brasil Energia concluiu a alienação de 15% de sua participação na TAG, que passou de 32,5% para 17,5%. O Grupo ENGIE permaneceu com 50% do capital social, mantendo o grupo de controle atual. Maior transportadora de gás natural do Brasil, **a TAG detém mais de 4.500 quilômetros de gasodutos de alta pressão, que atravessam 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios**. A infraestrutura se estende pelo litoral do Sudeste e Nordeste e abrange ainda um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas.

Estrutura societária da TAG (em 31.12.2024)

Há diversos pontos de interconexão, com 16 pontos de recebimento ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito — GNL), 92 pontos de entrega e conexão com 10 distribuidoras de gás — atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas plantas de fertilizantes. A rede conta também com 11 estações de compressão, todas próprias. A operação dos ativos é realizada por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa, no Rio de Janeiro (RJ).

A TAG encontra-se 100% contratada, possuindo contratos legados de longo-prazo com a Petrobras, com prazo médio ponderado de aproximadamente seis anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou 228 contratos firmes ao longo de 2024 (45 ativos), que totalizaram um volume de 10,6 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2024, e representaram cerca de 11% da receita total da TAG no ano (15% considerando somente malha integrada).

A TAG possui diversos projetos no pipeline a serem executados nos próximos cinco anos, com previsão de superar R$ 5,4 bilhões em investimentos. Deste valor, 57% será alocado em projetos de expansão da capacidade de transporte ou de extensão da sua malha, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

Em outubro de 2024, foi concluída a construção da interconexão entre o Gasoduto Catu-Pilar ao Terminal de Sergipe, conectando o terminal de armazenamento e regaseificação de GNL à rede de transporte da TAG, com 25 km de extensão. O investimento foi de cerca de R$ 380 milhões.

Projetos em construção:

- **Gasfor II**, no Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e investimento de R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia. A obra foi concluída e aguarda a emissão da Autorização de Operação.
- **Ponto de entrega Itagibá**, na Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene. Esse projeto demandou investimento de R$ 23 milhões. A obra foi finalizada e está no aguardo da emissão da Autorização de Operação, prevista para o primeiro trimestre de 2025.

Projetos em desenvolvimento:

- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m^3/dia. O projeto está listado no programa Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).
- **Ponto de entrega de Buriti**, localizado no gasoduto Urucu-Manaus, será um novo ponto de saída na cidade de Manaus, projetado para atendimento à demanda termelétrica local.
- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açú ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 18 milhões de m^3/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.
- **Estocagem:** a TAG e a Origem Energia assinaram acordo não vinculante para desenvolvimento do primeiro projeto de estocagem de gás natural no Brasil. O investimento total, estimado para o projeto, quando viabilizado, será de aproximadamente US$ 200 milhões, divididos em diferentes etapas. Na fase inicial, a capacidade de armazenamento será de 51 milhões de m^3/ano. No longo prazo, a capacidade pode chegar a 500 milhões de m^3/ano.

Adicionalmente, outros projetos em distintas fases de estudos podem demandar cerca de R$ 20 bilhões em investimentos, representando um potencial de crescimento relevante.

Detalhamento dos contratos com a Petrobras

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m^3/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	39,5%	46% Cesta IGP[3]; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	24,2%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,5%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória [4]	100	dez-24	0,3	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**73,9**	**100,0%**	

[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] 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.
[4] Capacidade do trecho contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC) para o período de janeiro a dezembro de 2025.

Governança e integridade

A ENGIE Brasil Energia estrutura seus mecanismos de governança a partir de três pilares fundamentais: **ética e integridade, gerenciamento de riscos e gestão integrada**. A Companhia também garante os recursos necessários para uma atuação independente e transparente de seus órgãos de gestão, fiscalização, controle e *compliance*. Com isso, assegura que suas atividades e relações se mantenham em conformidade com os compromissos e propósitos que assume, especialmente no que se refere aos aspectos ESG.

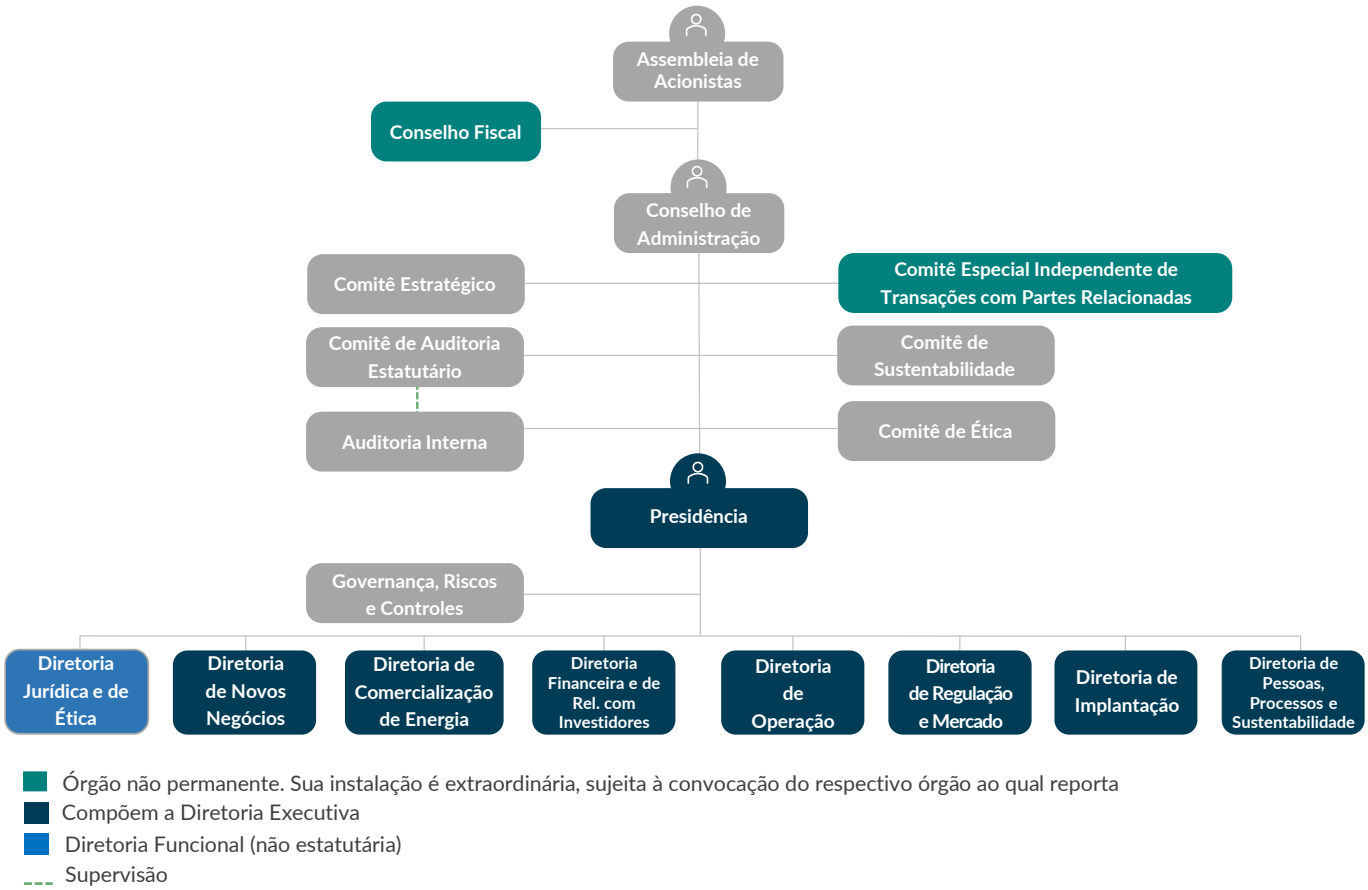
A governança orienta-se ainda por uma série de políticas e códigos, amplamente compartilhados com os públicos de interesse e que estabelecem valores e diretrizes a serem observados por todos que agem em nome da Companhia (veja mais a seguir, em Políticas e Diretrizes). Aliada a isso, há uma busca permanente pelo aperfeiçoamento da governança, de modo a internalizar as melhores práticas do mercado.

A cultura de melhoria contínua é impulsionada, entre outros fatores, pela observância de recomendações e referências de organizações dedicadas ao tema, a exemplo do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), que tem a ENGIE Brasil Energia como associada, e as Normas ISO nas quais a Companhia é certificada – 9001 (Qualidade), 14001 (Meio Ambiente) e 45001 (Saúde e Segurança Operacional). São considerados ainda os critérios do regulamento do Novo Mercado, segmento de listagem na Bolsa de Valores do Brasil (B3) composto por empresas com mais alto nível de governança e que adotam, voluntariamente, práticas adicionais àquelas exigidas pela legislação. Também contribuem para a evolução constante da gestão os referenciais em ESG, tais como o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3, o Dow Jones Sustainability Index e o Carbon Disclosure Project (CDP), entre outros.

ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

A estrutura organizacional da ENGIE Brasil Energia é composta por Assembleia de Acionistas, Conselho de Administração, Diretoria Executiva, comitês permanentes, fóruns temáticos e órgãos de caráter temporário ou especial. As atribuições e responsabilidades de cada órgão são estabelecidas no Estatuto Social da Companhia e em Regimentos Internos e estão descritas a seguir.

Organograma (em 31.12.2024)



Órgão não permanente. Sua instalação é extraordinária, sujeita à convocação do respectivo órgão ao qual reporta
Compõem a Diretoria Executiva
Diretoria Funcional (não estatutária)
Supervisão

Assembleia de Acionistas

Órgão máximo decisório na estrutura de governança, a Assembleia é formada pela totalidade de acionistas. Suas convocações são realizadas com antecedência mínima de 30 dias, para que os membros possam de fato se preparar sobre os temas colocados em pauta e se engajar de forma efetiva nas discussões e deliberações. Os acionistas também podem sugerir temas a serem discutidos, por meio de um canal específico.

A Companhia realiza suas Assembleias de forma tanto eletrônica quanto presencial. Em 2024, foi realizada uma Assembleia Ordinária de Acionistas, no mês de abril, com participação de 88,05% do capital social com direito a voto, o que correspondia a 718.441.431 ações. As atas e outras informações relacionadas às assembleias (passadas e futuras) são disponibilizadas no website da ENGIE Brasil Energia, na área “Investidores”, e nas páginas da CVM e da B3.

Conselho de Administração

Responsável pela orientação geral dos negócios, o Conselho de Administração tem entre suas atribuições também a eleição e destituição de diretores, a determinação das atribuições da diretoria e a fiscalização da gestão. Ao todo, é composto por nove membros efetivos e igual número de suplentes - seis representantes do acionista controlador, dois dos acionistas minoritários (membros independentes, conforme determinam os critérios do Novo Mercado da B3) e um indicado pelos empregados da Companhia.

Os conselheiros são eleitos pela Assembleia Geral, exceto aquele indicado pelos empregados – nesse caso, a Assembleia efetua apenas a homologação do nome. O mandato é de dois anos, permitida a reeleição. A formação vigente ao final de 2024 foi eleita no mês de abril daquele ano e deve permanecer nos cargos, portanto, até 2026.

As funções de Presidente do Conselho e de Diretor Presidente da Companhia não podem ser acumuladas pela mesma pessoa, conforme determina o Regimento Interno do Conselho de Administração, a fim de assegurar a independência das funções e de evitar conflitos de interesses.

Em 2024, foram realizadas 12 reuniões do Conselho de Administração, com uma frequência média de 89,3% dos membros titulares. Todas as atas estão disponíveis para consulta no website da ENGIE Brasil Energia e na página da CVM.

Regras de Indicação

A Política de Indicação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês estabelece os critérios de qualificação técnica, profissional e acadêmica exigidos de quem ocupa postos na alta administração da ENGIE Brasil Energia. Elenca também pré-requisitos para as indicações, como valores alinhados aos da Companhia.

O documento foi revisado em 2024, trazendo novas diretrizes para a melhoria da governança, alinhadas à revisão do Regimento do Conselho de Administração. Entre as principais mudanças incorporadas, está a determinação expressa para que as indicações considerem preceitos de diversidade, a fim de promover processos decisórios e de gestão mais efetivos e inovadores, a partir de diferentes culturas e perspectivas de vida. Foram incluídas também orientações relativas ao *overboarding* e à frequência mínima em reuniões.

A versão atualizada, já vigente, determina o seguinte:

- Candidatos à indicação poderão ter no máximo quatro mandatos como conselheiros de administração ou diretores executivos em outras empresas listadas, de modo a evitar o *overboarding*;
- A reeleição de um conselheiro deverá levar em conta, além de sua experiência e formação, o desempenho durante o mandato, incluindo a frequência mínima de 75% de comparecimento às reuniões (indicação à reeleição com frequência abaixo do mínimo deverá ser justificada); e
- Caberá ao Presidente do Conselho de Administração considerar ativamente no processo de indicação a complementariedade dos conselheiros, diretores e membros de comitês, em aspectos de diversidade humana (gênero, nacionalidade, bagagem cultural, raça, etnia) e de diversidade de competências, de modo a contemplar competências transversais relevantes, a exemplo da gestão financeira, de riscos e de sustentabilidade.

Composição do Conselho de Administração (em 31.12.2024)

Conselheiro (a)	Função no Conselho e outros órgãos	Idade	Tempo de Conselho (em anos)
Maurício Stolle Bähr	Presidente do Conselho	67	25
Paulo Jorge Tavares Almirante	Vice-Presidente do Conselho	60	8
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Conselheiro Independente	76	24
Karin Koogan Breitman	Conselheira Independente	55	6
Pierre Jean Bernard Guillot	Conselheiro	56	8
Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarrel de Verneuil	Conselheira	44	1
Paulo de Resende Salgado	Conselheiro Independente e Coordenador do Comitê de Auditoria	79	6
Manoel Eduardo Lima Lopes	Conselheiro Independente e membro do Comitê de Auditoria	81	4
Rubens José Nascimento	Representante dos Empregados no Conselho	61	1
	Percentual de independentes: 44%	**Idade média: 63,2 anos**	**Tempo médio no Conselho: 9,2 anos**

Avaliação e remuneração

A Política de Remuneração de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês também foi revisada em 2024 e tem, entre seus objetivos, a atração e a retenção de talentos alinhados aos valores e à cultura da ENGIE Brasil Energia, bem como a perenidade dos negócios e a criação de valor. Cada um dos órgãos da estrutura de governança possui uma composição de remuneração, definida a partir de critérios de mercado, dos conhecimentos exigidos, da complexidade das atividades e dos resultados alcançados.

No caso do Conselho de Administração, todos os membros recebem uma remuneração fixa (pró-labore), composta por 13 parcelas mensais. Já o Presidente do Conselho, além da remuneração fixa, recebe uma parcela variável, calculada com base nos resultados alcançados pela Companhia e vinculada, de forma direta, ao desempenho coletivo e individual. Essa parcela considera indicadores de desempenho financeiros (EBIT, Fluxo de Caixa Livre e Despesas Gerais Administrativas) e não financeiros (resultados operacionais e cumprimento de objetivos estratégicos ESG, relacionados a saúde e segurança e diversidade no quadro funcional, entre outros aspectos).

O valor máximo destinado à remuneração, somadas as parcelas fixas e variáveis, é aprovado pela Assembleia dos Acionistas. Em 2024, assim como em anos anteriores, o Conselho de Administração passou por um processo de avaliação estruturado, como órgão colegiado, e cada um dos conselheiros, complementarmente, também realizou uma autoavaliação individual, dando seguimento aos mecanismos de avaliação e de remuneração estabelecidos, e pautados pela Política de Avaliação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês.

Atualização contínua

Em 2024, um novo programa foi implementado visando ao aperfeiçoamento da governança, por meio da atualização contínua dos conselheiros. O objetivo é conectá-los de forma mais efetiva aos debates e pautas que influenciam e informam os negócios da Companhia. A nova prática foi prevista formalmente na revisão do Regimento Interno do Conselho de Administração e as primeiras ações já foram realizadas ainda em 2024.

Os conselheiros participaram de um treinamento sobre gestão de riscos, ministrado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, com foco em aspectos ESG, como mudanças climáticas, cibersegurança, inteligência artificial e aspectos tributários. A formação complementou capacitações realizadas anteriormente, sobre mudanças climáticas, em 2022, e sobre mercado de carbono, em 2023.

Órgãos de assessoramento

Para apoiar a tomada de decisão nos diferentes níveis hierárquicos e unidades da ENGIE Brasil Energia, há órgãos de assessoramento especializados em diversas temáticas. Quadro deles têm caráter permanente e se reportam diretamente ao Conselho de Administração:

- **Comitê Estratégico**: órgão consultivo que aconselha a alta administração em assuntos estratégicos, como oportunidades de mercado, expansão do parque gerador e tendências e riscos do setor elétrico.

- **Comitê de Auditoria Estatutário:** tem como principal missão fortalecer o compliance e a cultura anticorrupção na Companhia e promover uma abordagem de melhoria contínua. Também assessora o Conselho de Administração em questões relativas a auditorias externas e internas, controle interno, demonstrações financeiras, gestão de riscos e políticas institucionais. É composto por no mínimo três membros, sendo pelo menos um conselheiro independente, todos com mandato de dois anos.
- **Auditoria Interna:** tem o objetivo de fortalecer a capacidade da ENGIE Brasil Energia de criar e proteger valor, fornecendo à Alta gestão avaliações, pareceres, recomendações e informações baseadas em riscos. Busca também avaliar e aprimorar a eficácia dos processos de governança, gestão de riscos e controle, fortalecendo a reputação e credibilidade junto aos *stakeholders*. Para máxima autonomia e independência em suas funções, reporta-se diretamente ao Conselho de Administração, tendo suas atividades supervisionadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário.
- **Comitê de Ética**: responsável pela divulgação e aplicação dos referenciais de ética e conformidade, bem como pela conscientização e sensibilização dos públicos em relação a essa temática. Monitora, identifica e gerencia riscos éticos, apura violações e propõe medidas disciplinares, quando cabíveis. Em 2024, era formado por cinco membros: Diretora Jurídica e de Ética, responsável pela coordenação do Comitê; Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade; Gerente de Auditoria Interna; Gerente de Gestão de Pessoas e Cultura; e Gerente de Governança, Riscos e Controles.
- **Comitê de Sustentabilidade:** atua para internalizar a sustentabilidade na cultura organizacional, propondo metas e ações relacionadas e estimulando iniciativas aderentes aos compromissos ESG. Monitora a aplicação e o cumprimento da Política de Gestão Sustentável da ENGIE Brasil Energia, bem como outras diretrizes aplicáveis. Composto por representantes de diferentes áreas corporativas, incluindo um membro do Conselho de Administração, é coordenado pela Diretoria de Pessoas, Processos e Sustentabilidade.

Há ainda outros dois órgãos de assessoramento, que atuam em caráter não permanente:

- **Conselho Fiscal**: totalmente independente da administração da Companhia e de qualquer empresa de auditoria externa contratada, é instalado a pedido dos acionistas para fiscalização dos atos dos administradores e do cumprimento de deveres legais e estatutários - atividades previstas em lei. É formado por três membros efetivos e três suplentes, sendo um deles e o respectivo suplente indicados pelos acionistas minoritários.
- **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas:** instituído pelo Conselho de Administração quando há a necessidade de analisar, negociar e recomendar transações a serem aprovadas pelo Conselho ou pela Assembleia Geral. Zela pelo cumprimento dos preceitos da Política de Transações com Partes Relacionadas, em especial a observância de condições comutativas e a prevenção de conflitos de interesses. É formado por três a cinco integrantes, a maioria deles conselheiros independentes.

Os Fóruns complementam a estrutura consultiva e de assessoramento da administração, apoiando a tomada de decisão em temas estratégicos, por meio de suas equipes multidisciplinares. São eles:

- Fórum de Energia: voltado à estratégia de comercialização de energia e à gestão de risco do portfólio de clientes.
- Fórum Financeiro: direcionado a temas relacionados a finanças corporativas, tesouraria, seguros, riscos financeiros e de contraparte.
- Fórum de Gerenciamento de Riscos: apoia os processos de mapeamento e classificação de riscos e a definição de procedimentos de controle. Também promove a conscientização sobre o tema e define metas e diretrizes para o gerenciamento dos riscos identificados.
- Fórum de Governança Tributária: atua sobre mecanismos voltados à diminuição da exposição a riscos e ao aproveitamento de benefícios fiscais.
- Fórum de Inovação: estimula a cultura intraempreendedora e a inovação contínua, recomendando a alocação de recursos na área, avaliando propostas apresentadas pelos empregados e promovendo o reconhecimento dos autores das ideias implementadas.
- Fórum de Performance Humana: voltado a temas relacionados à segurança e à produtividade de empregados e terceirizados, à disponibilidade das usinas e à redução de impactos ambientais e de custos operacionais.
- Fórum de Processos: apoia a priorização de processos de modo que eles permaneçam alinhados aos objetivos estratégicos da ENGIE, sejam otimizados e gerem valor.
- Fórum de Produtos: atua nas temáticas pertinentes aos novos produtos – identificação, desenvolvimento e validação, bem como na melhoria dos produtos já existentes.
- Fórum de Segurança de Barragens: direciona suas atividades para a prevenção de riscos e a adoção das melhores práticas de segurança.

- Fórum de Segurança em Sistemas de Controle Industrial: voltado para as políticas e planos de ação pertinentes à segurança dos sistemas de controle industrial.
- Fórum de Seguros: atua com políticas e atividades relacionadas a seguros.
- Fórum de Transmissão de Energia: atua especificamente no segmento de transmissão, abrangendo o desenvolvimento, a implantação e a estruturação de projetos. Também define orçamentos e avalia fornecedores e parceiros.

Diretoria Estatutária

Ao final de 2024, a Diretoria Estatutária da ENGIE Brasil Energia era composta por oito membros eleitos pelo Conselho de Administração para um mandato de três anos, permitida a reeleição. A Diretoria em atividade ao final de 2024 foi eleita em maio de 2022 e permanece até maio de 2025, com exceção do Diretor de Implantação, eleito em setembro de 2024 – Paulo Henrique Muller assumiu a posição em substituição a Márcio Daian Neves, que passou a ocupar um cargo global na ENGIE, em Paris.

Composição da Diretoria Estatutária (em 31.12.2024)

Diretor(a)	Diretoria	Idade	Anos no cargo
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Presidência	59	8
Eduardo Takamori Guiyotoku	Financeiro e de Relações com Investidores	45	1
Gabriel Mann dos Santos	Comercialização de Energia	49	6
Guilherme Slovinski Ferrari	Novos Negócios	51	5
José Luiz Jansson Laydner	Operação	63	8
Luciana Moura Nabarrete	Pessoas, Processos e Sustentabilidade	52	4
Marcos Keller Amboni	Regulação e Mercado	50	5
Paulo Henrique Muller	Implantação	47	0
		Idade média: 52,0	**Média: 4,6 anos**

Avaliação e remuneração

Conforme previsto na Política de Remuneração, adota-se a seguinte composição remuneratória para os diretores, incluindo o Diretor-Presidente:

- Remuneração fixa, paga em 13,33 parcelas durante o exercício, como pagamento direto pelos serviços prestados.
- Remuneração variável, de curto prazo, conforme o cargo ocupado, o cumprimento de objetivos coletivos e individuais, os resultados da Companhia e, em menor proporção, os resultados do Grupo ENGIE. É paga anualmente, relativa ao desempenho do exercício anterior, e pode variar de 40% a 90% da remuneração anual fixa.
- Incentivo de longo prazo, para assegurar a geração de valor, atrelado ao desempenho de phantom shares e indicadores corporativos, bem como às performances shares e à Política de Opção de Compra de Ações do Grupo ENGIE. É paga pela controladora direta da Companhia, ENGIE Brasil Participações Ltda. ao final dos três anos de mandato.
- Pacote de benefícios para assegurar as condições sociais e de saúde exigidas pela posição que ocupam, incluindo seguro-saúde, programas de assistência à prevenção e à recuperação da saúde, check up médico anual, auxílio-alimentação, seguro de vida e previdência complementar.

Assim como ocorre com a remuneração dos conselheiros, o montante anual direcionado à remuneração da Diretoria é aprovado pela Assembleia Geral. Em relação à remuneração variável, adota-se a mesma metodologia de cálculo aplicada pelo Grupo ENGIE:

- 65% atrelados a objetivos financeiros (EBIT, Fluxo de Caixa Livre e Despesas Gerais e Administrativas);
- 25% atrelados a metas individuais de gestão;
- 10% atrelados a objetivos ESG (não financeiros), havendo duas temáticas com igual peso – Saúde e Segurança do Trabalho (SST) e diversidade de gênero no quadro funcional.

A metodologia contempla também penalidades de até 20% nos casos de:

- Queda significativa nos resultados de Saúde e Segurança do Trabalho;
- Descumprimento dos valores relacionados à ética e à conformidade; e
- Comportamento gerencial inadequado.

A aferição de desempenho e de atingimento das metas e indicadores é feita mediante uma avaliação formal realizada anualmente. O Diretor-Presidente avalia os demais sete diretores e ele, por sua vez, é avaliado pelo Presidente do Conselho de Administração. Os resultados dessas avaliações são discutidos e aprovados pelos Conselheiros.

Políticas e Diretrizes

A governança da ENGIE Brasil Energia se sustenta também em suas políticas e códigos de conduta, aprovados pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração. Aplicáveis a toda a estrutura organizacional da Companhia, incluindo empresas controladas, esses documentos elencam valores e diretrizes que asseguram integridade e transparência aos negócios e às relações com os diferentes públicos. Também contribuem com a conformidade legal das atividades e com o cumprimento de padrões e de compromissos em diferentes âmbitos, como direitos humanos, proteção ambiental, competição, proteção de dados e combate à corrupção.

As orientações estabelecidas são de observância obrigatória por todos que agem em nome da ENGIE Brasil Energia. Publicados no website da Companhia, esses documentos são periodicamente revisados, para que permaneçam aderentes às melhores práticas do mercado e aos propósitos e valores da ENGIE. Em 2024, foram revisados e disponibilizados em suas versões atualizadas os seguintes documentos:

- **Política de Remuneração de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês** (fevereiro) **e Política de Indicação de Conselheiros, Diretores e Membros de Comitês** (junho): ambas as políticas estão voltadas à integridade e ao aperfeiçoamento contínuo da governança, a partir de diretrizes e procedimentos transparentes para a composição dos quadros da alta administração e para a compensação pelos serviços prestados. Por meio das metodologias estabelecidas, contribuem também com o atingimento dos objetivos da Companhia.
- **Política de Divulgação de Informações e Negociação de Valores Mobiliários** e **Cartilha Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações** (fevereiro): asseguram a transparência necessária na relação com o mercado e com investidores.
- **Código de Conduta em Relações com Fornecedores** (maio): segue os parâmetros já previstos no Código adotado pelo Grupo ENGIE, com algumas adaptações aplicáveis ao contexto nacional, e busca promover a ética e o compliance em toda a cadeia de valor. Determina, de forma expressa, que todas as partes envolvidas nos fornecimentos deverão observar regras nacionais e internacionais de direitos humanos, competição, proteção de dados, combate à corrupção, fraudes, proteção ambiental, direitos dos trabalhadores, entre outras temáticas. Estabelece ainda que os fornecedores devem aceitar cláusulas contratuais de ética, meio ambiente e responsabilidade social.
- **Regimento Interno do Conselho de Administração** (junho), **Regimento Interno da Auditoria Interna** (novembro) e **Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário** (novembro): descrevem as atribuições e responsabilidades desses órgãos e processos de controle, garantindo que possam desempenhar seus papéis com independência e segurança, de forma a manter uma governança sólida e madura. O Regimento de Auditoria Interna foi atualizado com base nos padrões internacionais do Instituto de Auditores Internos (IIA) e nas Normas Globais de Auditoria Interna. Já o Regimento do Conselho de Administração, juntamente com a Política de Indicação de Membros, aprimorou a governança com regras para evitar o overboarding e assegurar a frequência mínima de participação em reuniões e a diversidade da composição do Conselho. A revisão promoveu ainda a implantação de um programa de atualização contínua para os conselheiros (saiba mais em Estrutura Organizacional).
- **Política de Gestão Sustentável** (junho): declara expressamente o apoio da ENGIE Brasil Energia ao Pacto Global da ONU, aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030, aos princípios norteadores da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e ao Acordo de Paris. Estabelece princípios para a saúde e a segurança no trabalho, a qualidade, a governança, a responsabilidade social, o engajamento de partes interessadas, o respeito ao meio ambiente e, como tópico incluído na versão revisada em 2024, a gestão de ativos.

- **Código de Conduta Ética** (julho): reflete o compromisso da Companhia com a integridade, a responsabilidade, a honestidade e a transparência e repudia todas as formas de corrupção e de fraude, bem como quaisquer violações a direitos humanos, a leis e a regulamentos em vigor, incluindo as políticas da ENGIE Brasil Energia (veja mais a seguir). A versão revisada aprofundou o conteúdo de diretrizes para relações pautadas na integridade e lealdade, incluindo a transparência com autoridades públicas; o respeito aos direitos humanos, abrangendo o combate a toda forma de violência, assédio e a comportamentos sexistas; e a proteção ambiental.
- **Política de Segurança da Informação** (julho): estabelece o tratamento adequado para a gestão de informações e de recursos de informações, considerados ativos críticos. Incorpora requisitos legais, boas práticas do mercado e princípios de ética e transparência no tratamento de informações, estendendo a responsabilidade por seu cumprimento a todos os colaboradores e terceiros, independentemente de nível hierárquico ou da atividade que desempenham.
- **Política de Prevenção de Conflito de Interesses** e **Política de Combate à Corrupção e ao Suborno** (agosto): em apoio ao Código de Conduta Ética, trazem de forma mais detalhada diretrizes para prevenir, identificar e gerir situações de conflitos de interesse e de corrupção ou suborno, assegurando a conformidade legal e a integridade nos negócios.

Gestão integrada

A ENGIE Brasil Energia mantém em sua estrutura organizacional uma Gerência de Governança, Riscos e Controles, que fomenta a integração de processos, a partir de uma visão sistêmica do negócio. Com isso, consegue alcançar níveis mais eficientes de gestão, com supervisão atenta a todos os aspectos sensíveis das atividades.

Outra medida voltada à maior eficiência da governança é a manutenção do Sistema Integrado de Gestão (SIG), abrangendo as normas NBR ISO 9001 – Gestão da Qualidade, NBR ISO 14001 – Gestão Ambiental e NBR ISO 45001 – Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho. Em 2024, a Companhia completou 20 anos de certificação nessas normas e assegurou a continuidade da certificação, sem ocorrência de não conformidades, em 11 dos seus ativos, além da sede da Companhia, — o que corresponde a 72,0% da capacidade instalada operada no segmento de geração, e 85,3% dos colaboradores.

Foram verificados procedimentos operacionais, cumprimento de requisitos legais, indicadores de performance, entre outros aspectos relevantes, capazes de demonstrar a conformidade dos processos em relação aos requisitos previstos nas três normas e também em legislações aplicáveis e nas próprias políticas da ENGIE. A condução da certificação por um organismo independente, contratado a partir de critérios isonômicos, assegura a imparcialidade e a confiabilidade indispensáveis a esse processo.

As outras unidades operacionais da Companhia, embora não certificadas, também seguem os procedimentos implantados no âmbito do SIG. Essa adesão é relevante, já que o Sistema facilita a padronização de documentos e de rotinas e estimula uma maior conscientização dos colaboradores sobre questões relacionadas a saúde, segurança, meio ambiente e melhoria contínua.

COMPROMISSO ÉTICO

Componente indissociável da cultura da ENGIE Brasil Energia, a ética guia a gestão dos negócios, a governança e as práticas profissionais, coletivas e individuais. A Companhia adota diretrizes claras para assegurar o respeito aos Direitos Humanos em todas as suas operações e atividades e declara expressamente a tolerância zero a qualquer forma de corrupção e ao trabalho infantil, forçado ou compulsório.

Os preceitos éticos e de integridade assumidos permeiam as relações com todos os públicos e são apresentados em diversas políticas institucionais, em especial o Código de Conduta Ética. Esses documentos estão alinhados também a padrões e compromissos estabelecidos em pactos e declarações internacionais, como a Declaração Universal dos Direitos Humanos, a Convenção das Nações Unidas Contra a Corrupção, as Convenções da Organização Internacional do Trabalho (OIT) e as Diretrizes da OCDE relativas às empresas multinacionais.

Para assegurar o cumprimento desses compromissos e o aprimoramento contínuo do compliance, a ENGIE Brasil Energia conta com a atuação do Comitê de Ética, órgão de governança com reporte direto ao Conselho de Administração. Além de supervisionar o tema e de fazer a gestão das questões relacionadas à ética e à integridade, o Comitê estabelece planos de ação para mitigar riscos éticos, envolvendo aspectos como assegurar condições dignas de trabalho em toda a cadeia de valor e respeitar os direitos das comunidades locais e populações tradicionais das regiões dos ativos.

No que toca ao risco de corrupção ou fraude, são monitorados e gerenciados riscos de suborno, uso fraudulento de propriedades, interferências em processos de concorrência, entre outras formas de transgressão. A Companhia também adere a compromissos voluntários, como o Pacto Global da Organização das Nações Unidas, o Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção, a Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas (EITI) e a seção francesa da ONG Transparency International.

Políticas de ética e compliance vigentes

- Código de Conduta Ética
- Guia de Práticas Éticas
- Política de Combate à Corrupção e ao Suborno
- Política de Direitos Humanos
- Política de Prevenção de Conflitos de Interesses
- Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais
- Políticas de *Due Diligence* de Contrapartes
- Política de Embargo
- Política de Relacionamento com Agentes Públicos
- Código de Conduta em Relações com Fornecedores
- Procedimento de Brindes e Hospitalidades

Ações em destaque 2024

- **Instituto Ethos**: a ENGIE Brasil Energia associou-se ao Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social, uma OSCIP que busca mobilizar, sensibilizar e apoiar empresas para que façam a gestão de seus negócios de forma responsável e contribuam com a construção de uma sociedade justa e ética. Além de manter a Companhia conectada a boas práticas do mercado, a associação é uma forma de ampliar sua participação em discussões sobre políticas públicas voltadas à promoção da integridade. Vale lembrar que, no final de 2023, a ENGIE Brasil Energia obteve o Selo Pró-Ética, concedido pela Controladoria Geral da União (CGU), em parceria com o Instituto Ethos, a empresas que adotam boas práticas de ética, transparência e integridade na gestão dos seus negócios.
- **Parceria MPSC**: a Companhia firmou uma parceria com o Ministério Público do Estado de Santa Catarina, para apoiar o programa "Educando Cidadãos: o que você tem a ver com a corrupção". A iniciativa reúne parceiros públicos e privados na criação de uma nova cultura de controle social, a partir da formação de cidadãos ativos e conscientes para atuação preventiva e estratégica no combate à corrupção.
- **Ações de sensibilização**: foram realizados eventos focados na sensibilização de colaboradores e parceiros sobre a importância da ética nas atividades e rotinas de trabalho. Uma das iniciativas promoveu mais de dez encontros para compartilhamento de boas práticas com fornecedores de ativos da Companhia. Já os colaboradores, tanto da Sede, quanto dos ativos, participaram de "Rodas de Conversa", com participação de gestores e de membros do Comitê de Ética, que reforçaram como se dá o funcionamento do Canal de Ética, proporcionaram o esclarecimento de dúvidas e reiteraram a confidencialidade e a não retaliação para os usuários. No âmbito da Semana Interna de Prevenção de Acidentes de Trabalho – SIPAT, foi oferecida uma palestra com um renomado professor e filósofo, abordando a importância da ética nas atividades do dia a dia e o combate a todas as formas de assédio. Os novos colaboradores, por sua vez, participaram do onboarding de ética. Alguns temas específicos também foram objeto de campanhas de orientação, como as regras para brindes e hospitalidades e as regras eleitorais, devido ao período das eleições municipais.

Mecanismos de Compliance

Os papéis atribuídos aos órgãos de governança da ENGIE Brasil Energia e as dinâmicas de controle e de gestão instituídas asseguram que o compliance esteja internalizado em todos os processos, áreas e níveis hierárquicos da Companhia. O Comitê de Ética ocupa papel central, garantindo o cumprimento dos valores individuais e coletivos estabelecidos e a aplicação das políticas e dos códigos pertinentes.

Cabem ao Comitê de Ética também as ações de divulgação, conscientização e sensibilização sobre os referenciais de ética e de integridade, bem como a identificação, prevenção, mitigação e gerenciamento de riscos éticos. É ele ainda que apura denúncias de violações e propõe medidas disciplinares, quando cabíveis, podendo instituir Comissão de Averiguação para esse fim.

E como forma de conferir maior robustez e confiabilidade ao compliance ético, o Comitê de Ética reporta trimestralmente ao Conselho de Administração as atividades realizadas e os fatos relevantes, incluindo incidentes éticos e o tratamento dado a cada caso. Esses relatórios são compartilhados com o Diretor de Ética e Compliance da ENGIE Brasil Participações, com o Comitê de Auditoria Estatutário e com entidades controladoras.

Outra ferramenta de compliance relevante é o Programa INCOME, instituído pela ENGIE Brasil Energia em 2006 para aperfeiçoar os controles internos e a gestão de riscos. Ele prevê uma autoavaliação anual dos principais processos e controles da Companhia e também a testagem de uma amostra de processos e controles por uma terceira parte independente. Os desvios identificados são tratados com planos de ação específicos e todos os resultados são comunicados à Diretoria Executiva, ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração.

Por fim, as avaliações periódicas dos fornecedores reforçam os mecanismos de compliance, estendendo esse cuidado a toda a cadeia de valor. São previstas avaliações para novos parceiros e também para aqueles que já fazem parte da relação de fornecedores ativos. Fornecimentos que envolvam maior volume de recursos são ainda objeto de medidas de controle mais aprofundadas (saiba mais no Capítulo 2, em Cadeia de Valor).

Canal de Denúncias

Mais do que colocar a ética como pilar fundamental de sua cultura, a ENGIE Brasil Energia entende ser preponderante propiciar os meios adequados para o registro e o tratamento de episódios que possam caracterizar desrespeito aos valores e princípios compartilhados. Nesse sentido, disponibiliza ao público o Canal de Ética, aberto a qualquer pessoa que queira relatar situações inapropriadas, como assédio, conflito de interesses, corrupção, discriminação, fraude, quebra de sigilo, violação de leis ou de políticas institucionais e quaisquer outras condutas inadequadas.

A Companhia incentiva a utilização do Canal, divulgando sua existência junto aos públicos internos e externos e estimulando colaboradores e parceiros a registrarem eventuais desvios observados em toda a cadeia de valor. As denúncias podem ser feitas por meio de um website ou de uma linha telefônica gratuita, com atendimento 24 horas por dia, sete dias por semana. Aos denunciantes, garante-se o anonimato, a segurança e a não retaliação.

A gestão do Canal é feita por uma empresa externa independente, trazendo mais confiabilidade ao processo. É essa empresa quem registra as denúncias e faz a análise preliminar do conteúdo das comunicações. Apenas depois disso, encaminha os registros ao Comitê de Ética da ENGIE Brasil Energia, para análise inicial de admissibilidade e tratamento, previsto no Procedimento Interno de Tratamento de Alegações.

O Comitê de Ética, após análise e tratamento do caso, encaminha as recomendações cabíveis ao gestor responsável, conforme padrões internos e aspectos legais. Havendo comprovação de violação, pode haver também medidas disciplinares, desde advertência até demissão, a depender da gravidade do caso. Para as empresas contratadas, pode haver sanções contratuais ou suspensão imediata do contrato, sem prejuízo das medidas jurídicas eventualmente necessárias.

O denunciante é informado periodicamente sobre os encaminhamentos e os resultados alcançados. As informações relativas à denúncia, como registro da comunicação, relatório de investigação e atas do Comitê de Ética, são armazenadas, garantidas a confidencialidade e a proteção dos dados.

Segurança da informação

Uma conduta ética e íntegra envolve também o respeito à privacidade alheia e, consequentemente, a proteção de dados pessoais. A ENGIE Brasil Energia tem como compromisso garantir a segurança da informação e a proteção de dados e manifesta essa responsabilidade de forma expressa em suas políticas institucionais. Os documentos estão disponíveis para consulta no site da Companhia e são aderentes à Lei Geral de Proteção de Dados, ao Código de Conduta Ética da ENGIE e aos mecanismos de gerenciamento de riscos e de proteção do patrimônio.

A Política de Segurança da Informação reúne os princípios gerais de proteção de ativos e as diretrizes para o gerenciamento de riscos e o tratamento de incidentes. Já a Política de Privacidade e Proteção de Dados Pessoais estabelece as premissas a serem seguidas na coleta e processamento de dados, sem desvios de finalidades. Determina ainda a observância de requisitos de notificação e de consentimento prévio do titular dos dados, bem como a responsabilização e a prestação de contas inerentes à manipulação de informações.

Ambas as políticas são aprovadas pelo Comitê Executivo da ENGIE Brasil Energia. Já ao Comitê de Segurança da Informação e Privacidade, cabe a responsabilidade de mantê-las atualizadas e divulgadas, supervisionar o seu cumprimento, realizar treinamentos e conscientizações e manter um Programa de Proteção de Dados Pessoais ativo. Em 2024, não foram registrados casos de violação pela Companhia, incluindo dados de clientes.

Aliado a isso, a ENGIE Brasil Energia adota mecanismos rígidos de controle de acesso e de operação em sua infraestrutura e utiliza tecnologia de ponta para a proteção de redes e dispositivos. Os processos de segurança são ainda objeto de avaliação nas auditorias internas e externas realizadas, de modo a antecipar eventuais vulnerabilidades e planejar as correspondentes medidas de tratamento.

GESTÃO DE RISCOS E DE OPORTUNIDADES

Pilar fundamental da governança, a gestão de riscos e de oportunidades é tida pela ENGIE Brasil Energia como um meio indispensável para assegurar a perenidade dos negócios e a obtenção de resultados consistentes e sustentáveis. É assim que a Companhia se mantém competitiva e resiliente em cenários adversos, apta à captura de bons projetos e à tomada de decisões assertivas para o crescimento continuado, com geração de valor.

Os procedimentos adotados são orientados pela **Política de Gestão de Riscos e Oportunidades Empresariais e consideram as diretrizes da lei francesa de Dever de Vigilância** (*Devoir de Vigilance*), aplicada ao Grupo ENGIE. Há ainda órgãos dedicados ao tema, como a Gerência de Governança, Riscos e Controles, a quem cabe promover a gestão transversal de riscos e oportunidades, baseada em uma visão sistêmica do negócio, com reporte direto ao Diretor-Presidente. O Comitê de Auditoria Estatutário e o Fórum de Gerenciamento de Riscos também apoiam a gestão da temática. Assim, a gestão de riscos é uma atividade que envolve toda a Companhia, de forma compartilhada e permanente.

Matriz de riscos e de oportunidades

Uma das ferramentas importantes que apoiam a governança é a Matriz de Riscos e Oportunidades Empresariais. O documento identifica e classifica os riscos do negócio quanto à probabilidade de ocorrência e à relevância dos possíveis impactos reputacionais, financeiros, estratégicos e operacionais. Também serve como subsídio para a elaboração de planos de prevenção e de mitigação e orienta o Plano Anual de Auditoria Interna, para a melhoria contínua da gestão.

A Matriz é elaborada anualmente pela Gerência de Governança, Riscos e Controles, com participação direta e aprovação da Diretoria Executiva, sendo validada também pelo Conselho de Administração. O documento é construído após um ciclo de análise de riscos realizado segundo a metodologia adotada pelo Grupo ENGIE, com base na ISO 31000 e no COSO ERM. Além de identificar novos riscos em entrevistas com diretores e gestores, são considerados os riscos residuais, que remanescem após a execução de planos de mitigação, e os riscos inerentes, existentes antes desses planos.

Em 2024, **o ciclo resultou na consolidação de 11 grupos principais de riscos, que originaram a elaboração de 57 planos de mitigação**, acompanhados trimestralmente. De forma complementar, o processo de gestão de riscos é abrangido no escopo das auditorias anuais, internas e externas, realizadas no âmbito das certificações das Normas ISO (9001, 14001 e 45001).

Matriz de Riscos e Oportunidades, segregada nos 11 temas

- **Risco de Operacionalização da Estratégia**

Síntese: eventuais adversidades ao implementar o posicionamento estratégico e o propósito de agir para acelerar a transição energética para uma economia de baixo carbono ou ainda adversidades na atração e retenção de profissionais com as habilidades necessárias e de forma alinhada a um contexto de diversidade e inclusão, bem como na gestão do crescimento e na digitalização.

Impactos em caso de materialização: eventual não alinhamento de clientes com as soluções ofertadas pode resultar em menor interesse comercial, afetando receitas e resultados financeiros. Consideram-se ainda danos reputacionais e perda de engajamento de colaboradores.

Meios de mitigação: execução e comunicação clara da estratégia de descarbonização em todas as suas etapas; planejamento e gerenciamento de mudanças; ações de atração, retenção e engajamento de profissionais; projetos de transformação digital e empresarial.

- ### Risco de Projetos em Implantação

Síntese: eventos na implantação ou modernização de ativos, que possam acarretar cenários diferentes dos previstos nos estudos de viabilidade.

Impactos em caso de materialização: atraso de cronogramas; custos adicionais; danos reputacionais; acidentes envolvendo colaboradores próprios ou terceirizados; ineficiência operacional chegando, em casos extremos, na inviabilização do ativo.

Meios de mitigação: adoção de premissas realistas no estudo de viabilidade dos projetos; planos de contingência e mitigação de riscos; seleção de fornecedores sólidos e experientes, estabelecendo parcerias proativas e colaborativas; adoção das melhores práticas socioambientais, de forma a minimizar riscos de licenciamento, financiamento ou reputação.

- ### Risco da Operação

Síntese: qualquer episódio ou incidente decorrente da operação dos ativos e das demais atividades da Companhia, que possa trazer danos à integridade de instalações, ao meio ambiente, à sociedade, à saúde ou à segurança das pessoas.

Impactos em caso de materialização: podem ser de natureza operacional e financeira, no caso, por exemplo, de indisponibilidades operacionais, mas podem chegar a cenários mais graves, como avarias irreversíveis e danos socioambientais de grandes proporções, envolvendo impactos de diversas naturezas – operacional, financeira, jurídica, reputacional, socioambiental.

Meios de mitigação: programas de manutenção e monitoramento constante dos ativos, incluindo modernização e melhorias operacionais; atendimento de exigências ambientais; contratação de seguros; Planos de Atendimento à Emergência, com realização de simulados periódicos envolvendo comunidades e autoridades locais; Plano de Segurança de Barragens e atuação permanente do Comitê de Monitoramento de Barragens; fortalecimento da cultura ética e de saúde e segurança junto a colaboradores e prestadores de serviços; avaliação de performance dos ativos complementares; plano de continuidade dos negócios.

- ### Risco de Segurança

Síntese: riscos relacionados a atos maliciosos contra ativos, pessoas, informações ou dados da ENGIE Brasil Energia, podendo incluir roubo, ataque físico a indivíduos e estruturas, espionagem, vandalismo, rebelião, sequestro e terrorismo.

Impactos em caso de materialização: interrupção parcial ou total de operações; danos físicos a pessoas ou ativos (podendo materializar riscos da operação); danos reputacionais; perdas financeiras.

Meios de mitigação: equipamentos e pessoal adequados aos níveis de exposição ao risco e ao contexto local; conscientizações e treinamentos de segurança; gestão de controles de acesso a instalações; monitoramento de informações de inteligência; implementação de projetos de segurança em novos ativos.

- ### Risco Ético e de Compliance

Síntese: descumprimento de valores e princípios do Código de Conduta Ética e não conformidades (compliance) relacionadas a normas e regulamentos aplicáveis. Envolve corrupção, uso fraudulento de propriedades, interferência em processos de concorrência, desrespeito a direitos humanos, abrangendo condições de trabalho e relacionamentos laborais.

Impactos em caso de materialização: danos reputacionais; descontinuidade da operação; afetação de resultados financeiros, incluindo a possibilidade de multas e ações judiciais.

Meios de mitigação: atuação do Comitê de Ética; treinamento e sensibilização voltados a questões de ética e de conformidade; auditorias regulares e testes anuais de conformidade (Programa de Controles Internos – INCOME); disponibilização de canal confidencial e independente para denúncias, 24 horas por dia; ações mitigadoras baseadas no Código de Conduta Ética e no Guia de Práticas Éticas da Companhia.

- **Risco de Segurança Cibernética**

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

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

Meios de mitigação: definição de políticas, processos de gestão, controles e conscientização dos colaboradores para o uso correto de tecnologias digitais; revisão da tecnologia e de processos internos; atuação sobre os procedimentos e controles de segurança, impossibilitando acessos indevidos aos ambientes tecnológicos da Companhia.

- **Risco de Privacidade de Dados Pessoais**

Síntese: falta ou falha de planejamento, gestão ou de segurança de dados privados coletados no relacionamento da Companhia com pessoas físicas.

Impactos em caso da materialização: divulgação indevida de informações pessoais, expondo a Companhia ao risco de infringir a Lei que trata da proteção de dados pessoais.

Meios de mitigação: inclusão de cláusulas específicas nos contratos com os fornecedores, revisão de segurança de softwares utilizados, workshops ministrados para os colaboradores, efetivação da transparência na coleta dos dados pessoais, e Registros de Operação de Tratamento de Dados Pessoais (ROPAs) de toda a Companhia.

- **Risco Climático**

Síntese: considera as diferentes formas pelas quais as cadeias de abastecimento, infraestruturas e atividades da Companhia podem ser afetadas pela maior incidência de fenômenos climáticos extremos, como secas, incêndios, tempestades, chuvas excessivas e enchentes. Abrange ainda os riscos conectados a alterações nas estruturas tecnológicas e sociais demandadas pela transição energética.

Impactos em caso de materialização: indisponibilidade operacional; avarias em instalações físicas; danos à saúde e à segurança de colaboradores, prestadores de serviços e moradores locais; entre outros.

Meios de mitigação: análise dos impactos das mudanças climáticas sobre os ativos da ENGIE Brasil Energia, a partir de estudos em escala local e regional, com avaliação de eventos como ondas de calor, ventos extremos, inundações, deslizamentos e estresse hídrico; elaboração de Planos de Adaptação às Mudanças do Clima para cada ativo da Companhia, com estratégias para gerenciar impactos e riscos, a partir do cruzamento entre as informações relacionadas à exposição do local às alterações projetadas e aquelas referentes à sensibilidade do ativo frente a eventos climáticos extremos.

- **Risco Tributário**

Síntese: evolução adversa da legislação tributária.

Impactos em caso de materialização: impactos diretos sobre os resultados financeiros. Uma das possibilidades é a reavaliação dos preços cobrados por insumos e serviços, o que impactaria a competitividade da Companhia no mercado, positiva ou negativamente. Os tributos também têm impacto direto no desenvolvimento de projetos.

Meios de mitigação: adoção de cláusulas contratuais com clientes que gerem renegociação em caso de alterações tributárias; engajamento em pautas regulatórias que gerem impacto tributário; atuação na esfera judicial para neutralizar eventuais reflexos tributários negativos.

- **Risco Regulatório**

Síntese: efeitos de eventuais alterações na legislação ou na regulamentação imposta por órgãos governamentais, como Ministério de Minas e Energia (MME) e Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que possam influenciar a competitividade dos ativos, o cumprimento de disposições contratuais, etc.

Impactos em caso de materialização: penalidades por descumprimento de contratos ou autorizações; influência sobre a competitividade dos ativos; alteração de requisitos para obtenção de outorgas; mudanças operativas; alterações em processos de licenciamento; etc. Em casos extremos, penalidades poderiam levar à revogação de autorizações ou de concessões. Outro impacto poderia ser a involução de pautas alinhadas ao propósito da transição energética para uma economia de baixo carbono, prejudicando a operacionalização da estratégia da Companhia.

Meios de mitigação: atuação proativa no acompanhamento de discussões regulatórias, seja por meio de associações ou individualmente, via consultas públicas, inclusive buscando evitar o aumento de subsídios no setor elétrico, principalmente em momentos de sobreoferta de energia.

- ### Risco de Mercado

Síntese: descompasso entre a oferta e a demanda de energia em relação àquelas projetadas no plano de negócios, com impacto sobre volume e preços, seja em decorrência de condições operacionais do Sistema Interligado Nacional ou de fatores de mercado (volatilidade do PLD, crescimento da geração distribuída, curtailment, etc).

Impactos em caso de materialização: redução de receitas provenientes de venda de energia; aumento de custos com compra de energia; exposição adicional no balanço operativo; redução da atratividade dos investimentos no setor.

Meios de mitigação: controle permanente do portfólio, com manutenção e gestão contínua da reserva estratégica de energia para contingências como GSF; dispersão da carteira comercial em diferentes nichos e classes de clientes, para que impactos setoriais não sejam fortemente sentidos; aplicação e atualização contínua da Política de Crédito.

INOVAÇÃO

Para a ENGIE Brasil Energia, soluções inovadoras são fundamentais à construção de alternativas para os desafios enfrentados pela sociedade, especialmente no que se refere às mudanças climáticas. Assim, as atividades de inovação da Companhia estão concentradas, principalmente, em **recursos energéticos, fontes renováveis, eficiência energética, automação e digitalização de processos, além da mitigação de impactos socioambientais.**

Nesse sentido, a ENGIE Brasil Energia estimula iniciativas que promovam efeitos positivos na sociedade e incentiva a colaboração, tanto internamente, quanto por meio de parcerias externas, aliando ciência, tecnologia e capital humano. Integram sua rede de parceiros empresas de todos os portes, empreendedores, estudantes, pesquisadores, universidades e outras instituições, que somam esforços aos da Companhia, na criação de soluções para os desafios da atualidade.

Programa de Desenvolvimento e Inovação

O Programa PDI da Aneel é um dos mecanismos mais relevantes da ENGIE Brasil Energia no fomento à inovação, apoiando seu compromisso de impulsionar a ciência e a tecnologia do País, de forma alinhada aos interesses do setor e ao desenvolvimento sustentável. Conforme estabelece a Lei nº 9.991/2000, as empresas do setor elétrico devem destinar 1% de sua receita operacional líquida anual para atividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Historicamente, a ENGIE Brasil Energia já investiu mais de R$ 250 milhões em cerca de 228 projetos, envolvendo diferentes parceiros. **Em 2024, foram destinados mais de R$ 55,0 milhões ao Programa**, distribuídos da seguinte forma:

- R$ 22,0 milhões ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT);

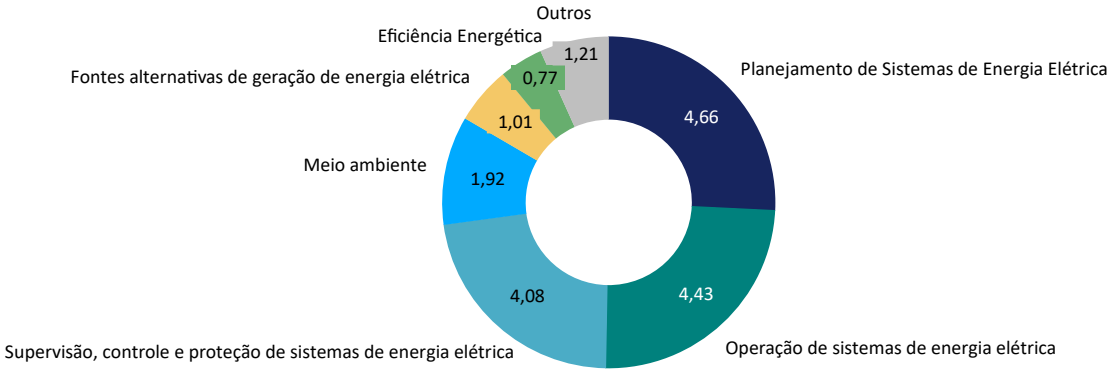
- R$ 11,0 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);

- R$ 6,6 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), para custeio da modicidade tarifária;

- R$ 15,4 milhões a serem aportados em projetos de P&D pela Companhia.

O volume investido pela ENGIE Brasil Energia nos 17 Projetos em curso em 2024, que utilizam recursos do saldo disponível para aportes em PDI da Aneel, foi de R$ 18,1 milhões, distribuídos entre as temáticas conforme apresenta o gráfico a seguir.

Aportes nos Projetos de PD&I em 2024, por categoria (em R$ milhões)



PDI mudanças climáticas

Um dos grandes destaques em 2024, no que se refere ao PDI Aneel, foi a apresentação, no mês de outubro, dos resultados do "PDI Mudanças Climáticas", edital da ENGIE Brasil Energia que contemplou **oito projetos para serem financiados pela Companhia**, todos com temática voltada às alterações do clima. O investimento foi de mais de **R$ 4 milhões, ao longo de dois anos**.

De mais de 50 propostas candidatas, oito foram selecionadas dentro de critérios como originalidade e ineditismo. As atividades foram desenvolvidas de janeiro de 2022 a agosto de 2024 e mobilizaram universidades, *startups*, empresas e Instituições Científicas, Tecnológicas e de Inovação, o que amplia e fortalece a relação entre academia, comunidade científica e iniciativa privada.

Os projetos estudaram ferramentas operacionais para aumentar a eficiência da previsão climática de longo prazo e os impactos das mudanças do clima e do uso da terra no setor elétrico brasileiro, de forma a apoiar a tomada de decisão no planejamento energético e otimizar o enfrentamento e a prevenção de eventos extremos e cenários adversos.

Programa Inove

A inovação também é estimulada no âmbito interno da ENGIE Brasil Energia, por meio do fomento ao intraempreendedorismo. O Programa Inove, mantido pela Companhia, incentiva a proposição de sugestões inovadoras por parte de todos os colaboradores, de todas as áreas e níveis hierárquicos. O foco são ideias voltadas à eficiência operacional, à melhoria de processos internos e à criação de produtos e serviços alinhados aos objetivos da Companhia, incluindo aspectos ESG. As ideias aprovadas recebem recursos para serem implementadas e seus autores são reconhecidos e recompensados após a conclusão da implantação.

Em 2024, o Programa registrou recorde de inscrições: foram mais de 400 iniciativas cadastradas pelos colaboradores, ante 137 registradas em 2023.

Inovação Aberta

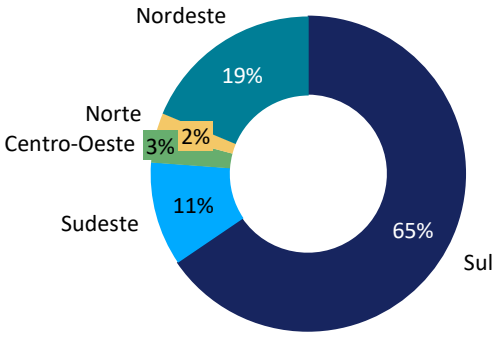
Uma das iniciativas da ENGIE Brasil Energia dentro do modelo *Open Innovation* é a participação da Companhia no LinkLab, um programa da Associação Catarinense de Tecnologia (Acate), que conecta grandes e pequenas empresas, para facilitar a implementação de projetos e a contratação de serviços e soluções do ecossistema de *startups* do Brasil. Essa conexão também permite o desenvolvimento de Provas de Conceito (PQC) que, se validadas, podem evoluir para soluções aplicáveis aos negócios. Havendo um desafio específico a ser enfrentando, a ENGIE Brasil Energia também tem como prática abrir chamadas de projetos, para que proponentes diversos possam sugerir soluções.

CAPITAL HUMANO

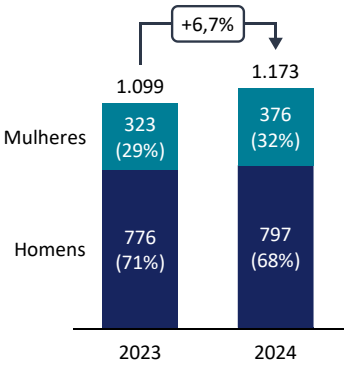
Os processos voltados à formação e ao engajamento de equipes na ENGIE Brasil Energia buscam, primordialmente, promover um ambiente de trabalho seguro, respeitoso, diverso, inclusivo e inovador. A Companhia fomenta relações baseadas na confiança, na transparência e na honestidade e oportuniza que os colaboradores possam realizar seu pleno potencial. Esse é um compromisso assumido em sua agenda de impacto social e é dessa forma também que a ENGIE Brasil Energia entende ser possível obter um crescimento consistente dos negócios, alinhado aos propósitos estabelecidos, em especial aqueles relacionados ao ESG.

Ao final de 2024, **o quadro funcional da ENGIE Brasil Energia era formado por 1.173 colaboradores diretos, um incremento de 6,7% em relação a 2023**, decorrente da aquisição de cinco conjuntos fotovoltaicos e do início das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca. A força de trabalho contava também com 100 estagiários, dois aprendizes e 347 profissionais vinculados a empresas não controladas integralmente – TAG (312), Companhia Energética Estreito (31) e Itá Energética (4). Além disso, durante o ano outros 7.118 mil profissionais, em média, prestaram serviços regularmente nas instalações ou projetos da ENGIE Brasil Energia – a grande maioria deles vinculados aos projetos em implantação.

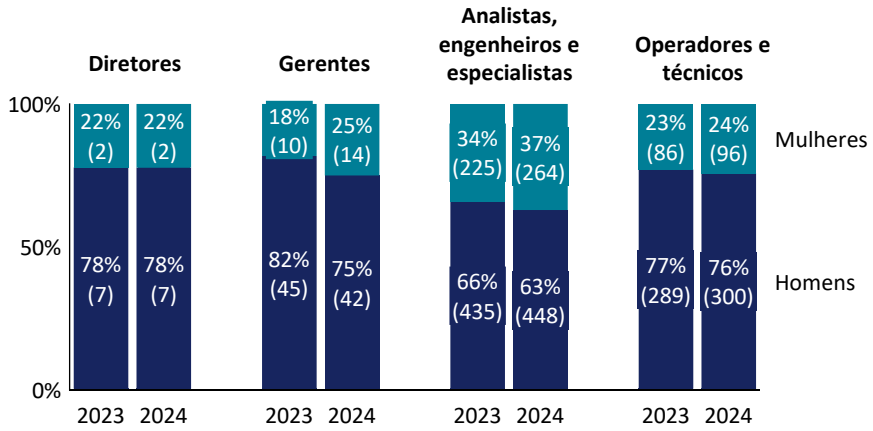
Colaboradores por região



Colaboradores por gênero



Colaboradores por categoria funcional e gênero



Uma política de remuneração justa, acompanhada de benefícios que propiciem melhores condições de saúde e de qualidade de vida, é um dos importantes elementos na atração e no engajamento de profissionais. A ENGIE Brasil Energia tem como prática remunerar seus colaboradores com parcelas fixas e variáveis, compondo um valor total justo e competitivo perante o mercado.

A parcela variável corresponde à Participação nos Lucros e/ou Resultados, negociada anualmente com os sindicatos e paga a todos os colaboradores, como forma de incentivo ao alcance dos objetivos corporativos, a partir do desempenho individual. Há ainda um bônus gerencial pago aos gestores, como remuneração de curto prazo em recompensa ao desempenho de cada um.

Além da remuneração financeira e dos benefícios previstos em lei, como férias remuneradas, 13º salário e adicional de 1/3 de férias, são concedidos os seguintes benefícios:

- adicional de férias (1/3 além do exigido por lei)
- assistência médica e odontológica, estendida a filhos e cônjuges
- auxílio-creche para filhos em idade pré-escolar
- auxílio-farmácia, estendido a filhos e cônjuges
- extensão da licença maternidade (6 meses) e da licença paternidade (28 dias)

- horário flexível e regime híbrido de trabalho, com possibilidade de realização de até dois dias por semana de trabalho remoto, conforme a atividade exercida
- previdência privada, com coparticipação da Companhia
- programa de apoio psicológico, estendido a filhos e cônjuges
- programas de qualidade de vida, com incentivo a adoção de hábitos saudáveis
- seguro de vida
- vale-refeição e/ou alimentação
- vale-transporte e/ou transporte fretado para deslocamento até os ativos

Admissões e demissões

Ao longo de 2024, foram realizadas 176 admissões, número 30% superior ao registrado em 2023. Dessas, 36% foram na Região Nordeste, especialmente em decorrência dos projetos em implantação — Conjunto Eólico Serra do Assuruá e Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Das vagas abertas no ano, 41% foram preenchidas por candidatos internos, número 17 p.p. acima do registrado em 2023 (24%).

As demissões no período somaram 100 profissionais, 23% a menos que no ano anterior. A taxa de rotatividade (turnover) foi de 9,1%, e a de rotatividade voluntária, quando o colaborador deixa a Companhia por livre iniciativa, de 3,1% (não considerando acordos relacionados ao Plano de Demissão Voluntária).

Saúde, segurança e bem-estar

A ENGIE Brasil Energia prioriza o bem-estar em todas as suas formas e busca, a partir de suas políticas institucionais, assegurar saúde e segurança física e psicológica aos seus colaboradores. Adota ainda uma série de práticas, constantemente revisadas e aprimoradas, para assegurar ética e integridade em suas relações e operações, com tolerância zero a qualquer tipo de assédio, discriminação e outras formas de intolerância e violência, preservando a liberdade de todos.

O sistema de Saúde e Segurança do Trabalho (SST) da Companhia está alinhado às diretrizes da norma **ISO 45001** e abrange todas as operações, ativos e colaboradores. Os procedimentos vigentes contribuem para prevenir, controlar, eliminar ou reduzir riscos, assegurar a conformidade legal e manter as equipes orientadas.

O Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR) prevê ações contínuas, multidisciplinares e sistematizadas, focadas na identificação de perigos, avaliação de riscos e medidas de prevenção correspondentes. A Companhia trata como "riscos principais" aqueles que podem gerar acidentes com consequências graves e que demandam, portanto, ações prioritárias de tratamento. Em geral, eles estão relacionados a energia ativa, trabalho em altura, içamento/movimentação de cargas, tráfego (veículos, máquinas, equipamentos pesados, etc), supressão vegetal e saúde mental.

Outra prática relevante é o estímulo para que colaboradores e prestadores de serviço mantenham o "mind of risk" e registrem as situações de risco identificadas, promovendo a melhoria contínua do ambiente de trabalho e o fortalecimento da cultura de segurança.

Indicadores relativos a colaboradores próprios	2023	2024
Número de horas de exposição ao risco	2.178.077	2.217.961
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	2	2
Número de acidentes fatais (óbitos)	0	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	0	0
Casos de doenças profissionais de comunicação obrigatória	0	0

Indicadores relativos a prestadores de serviço	2023	2024
Número de horas de exposição ao risco	8.656.082	16.031.713
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	50	55
Número de acidentes fatais (óbitos)	1	0
Número de dias perdidos — acidentes de trabalho com afastamento	41	218

Taxas de frequência e gravidade

	2023	2024	Meta 2024	Meta 2025
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios*	0,000	0,000	≤ 1,4	≤ 1,4
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviços*	0,920	0,274	≤ 1,4	≤ 1,4
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços*	0,740	0,274	N.A.	N.A.
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios**	0,000	0,000	≤ 0,02	≤ 0,02
Taxa de Gravidade (TG) prestadores de serviços**	0,005	0,012	≤ 0,02	≤ 0,02

TF = nº de acidentes de trabalho ocorridos a 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.

Diversidade, Equidade e Inclusão

A ENGIE Brasil Energia promove e defende ativamente os direitos humanos e age de forma concreta para combater a discriminação e eliminar desigualdades, assegurando um ambiente de trabalho saudável, harmonioso e marcado pelo respeito a todos os colaboradores. A Companhia acredita **que promover a diversidade, a equidade e a inclusão também é uma forma de valorizar a riqueza das diferenças e a diversidade de pensamentos, o que leva a um maior senso de colaboração e desenvolvimento dos profissionais e, assim, a um crescimento mais sustentável dos negócios**.

As ações voltadas ao tema são orientadas pela Política de Diversidade & Inclusão da Companhia e pelas diretrizes da **Be.U@ENGIE**, a Política de Diversidade, Equidade e Inclusão do Grupo ENGIE, com compromissos formalmente assumidos em cinco dimensões: gênero, raça, LGBTQIAPN+, pessoas com deficiência e geracional.

Todos os colaboradores da Companhia, obrigatoriamente, realizam um treinamento-base de Diversidade & Inclusão, que aborda vieses inconscientes e atitudes para tornar o ambiente de trabalho mais inclusivo.

Equidade de gênero

Um dos compromissos assumidos na Política de Diversidade & Inclusão da ENGIE Brasil Energia é propiciar igualdade de oportunidades no acesso ao mercado de trabalho, na permanência, remuneração e crescimento profissional. Essa diretriz depende, de forma significativa, da promoção da equidade de gênero, que, por sua vez, é um dos objetivos não financeiros declarados de forma expressa pela Companhia.

Diversos programas e iniciativas da ENGIE Brasil Energia vêm ampliando o acesso de mulheres ao mercado de trabalho e diminuindo desigualdades historicamente observadas. Um exemplo é o Trilha de Carreiras Femininas, que apoia e desenvolve mulheres nas diferentes etapas de construção de suas carreiras. O público-alvo é composto por jovens do ensino médio e estudantes de graduação, que recebem capacitação gratuita, inclusive sobre o setor elétrico, e bolsas de estudos.

Além de promover o desenvolvimento profissional de mulheres, a Companhia adota práticas para fomentar a atração desse público, como:

- Garantir a presença de pelo menos uma candidata mulher nas listas finais dos processos seletivos realizados;
- Assegurar 50% das vagas dos programas de estágio, técnico e de graduação, e do Jovem Aprendiz para mulheres;
- Oferecer bolsas de estudos em cidades próximas aos ativos para estimular o aumento de alunas de instituições de ensino do entorno em cursos nas áreas de conhecimento correlatas à O&M. Foram concedidas 20 bolsas em 2024, assim distribuídas: 12 em Goiás, 7 no Maranhão e 1 no Rio Grande do Sul (uma das bolsistas foi efetivada como Técnica de Manutenção da Companhia).
- Oferecer programas de trainee afirmativos, com vagas exclusivas para mulheres. A primeira turma formou-se em 2023 e todas as 13 formandas foram contratadas como engenheiras pela Companhia. Em 2024, foram oferecidas mais 24 vagas, em todas as regiões do País, e 21 delas foram preenchidas por mulheres. Dos 24 trainees, 12 são pessoas pardas e pretas, promovendo a diversidade ampla. Todos os selecionados têm formação em engenharia.
- Realizar mapeamento proativo de mulheres no mercado para oportunidades futuras.

Para as colaboradoras que já fazem parte do quadro funcional, são direcionadas outras iniciativas focadas no desenvolvimento de competências e na aceleração de carreiras, como mentorias internas e externas. E ainda, de modo a preparar as lideranças para contribuírem com esse impulso profissional das colaboradoras, há ações de sensibilização, letramento e desenvolvimento em gestão de liderança inclusiva.

Clima organizacional

A ENGIE Brasil Energia tem como prática realizar anualmente pesquisas de clima organizacional, como importante ferramenta para avaliar a efetividade dos programas de gestão de pessoas e identificar oportunidades de melhoria para a área. Em 2024, 93% dos colaboradores participaram da consulta ENGIE&ME, que aborda aspectos como confiança nos objetivos corporativos, engajamento e crença nos compromissos da Companhia em relação à sustentabilidade.

RESULTADOS ENGIE&ME – Pesquisa de clima organizacional		
Questão	**2023**	**2024**
Acredito plenamente nas metas e objetivos da ENGIE	97%	98%
Eu recomendaria a ENGIE como um bom lugar para se trabalhar	93%	94%
Tenho orgulho de ser associado à ENGIE	98%	98%
Acredito firmemente na capacidade da ENGIE de avançar rumo a uma economia neutra em carbono	97%	98%
A ENGIE é uma empresa socialmente responsável	98%	98%
Compreendo como meu trabalho contribui para os objetivos de negócio da minha empresa	97%	97%

Em 2024, **a ENGIE Brasil Energia esteve entre as empresas certificadas com o selo Great Place To Work**, obtendo uma pontuação de 85%.

A certificação leva em conta questionários respondidos pelos colaboradores, avaliando quesitos como relacionamento com colegas e lideranças, remuneração, benefícios, inovação, confiança e vínculo com o propósito e a estratégia da organização. Além do questionário, as práticas de gestão são auditadas, para construção de um relatório detalhado.

MEIO AMBIENTE E CLIMA

As operações e atividades da ENGIE Brasil Energia são planejadas e organizadas a partir de uma avaliação rigorosa acerca do uso de recursos naturais, dos impactos atrelados e da inter-relação com o planeta e as pessoas. Mais do que assegurar a conformidade legal dos negócios, a Companhia atua de forma ativa na construção de soluções para os desafios ambientais da sociedade e na promoção do desenvolvimento sustentável.

A estratégia de conservação adotada tem entre seus principais elementos o **gerenciamento de riscos, a implementação de ações de mitigação e de compensação de impactos e o engajamento de stakeholders na preservação e conservação dos recursos e do clima**. As atividades são orientadas por políticas institucionais, diretrizes corporativas e compromissos voluntários assumidos, tendo em vista sempre a melhoria contínua do desempenho ambiental.

A gestão é orientada ainda pelas diretrizes da norma **ISO 14001** — Gestão Ambiental, no âmbito do Sistema Integrado de Gestão contemplando a padronização de procedimentos, o monitoramento de indicadores e o gerenciamento de riscos e de oportunidades. A melhoria contínua também é impulsionada pelo estabelecimento de metas anuais que envolvem os aspectos e impactos mais relevantes de cada ativo e território.

As práticas e diretrizes ambientais da ENGIE Brasil Energia abrangem aspectos diversos, como biodiversidade, florestas, água, economia circular e clima.

Direcionadores ambientais estratégicos:

- Promover iniciativas pela conservação da biodiversidade.
- Incentivar o florestamento e a regeneração dos ecossistemas.
- Respeitar a cultura das comunidades tradicionais.
- Assegurar a conformidade legal dos ativos e projetos.
- Engajar *stakeholders* na conservação dos recursos naturais.
- Valorizar os serviços ecossistêmicos e incentivar soluções baseadas na natureza.
- Evitar, reduzir e compensar impactos ambientais, mitigando riscos socioambientais.
- Potencializar o impacto positivo nos territórios onde a Companhia opera.
- Acelerar a jornada pelo clima, assegurando mitigação, adaptação e resiliência climática.
- Controlar e monitorar condições ambientais nos ativos.
- Desenvolver parcerias e contribuir com as políticas públicas do setor.
- Gerar valor a partir de iniciativas ambientais.

Conformidade socioambiental

O licenciamento ambiental dos ativos é um importante parâmetro de conformidade dos processos e atividades da Companhia. Ao final de 2024, a ENGIE Brasil Energia gerenciava um total de 157 licenças de operação – 25 estão em fase de renovação – e 18 licenças de instalação, que juntas reúnem **mais de 3,8 mil condicionantes de monitoramento e controle**, cujo cumprimento é supervisionado pelos órgãos competentes. Ao longo do ano, 27 novas Licenças de Operação foram obtidas e 15 foram renovadas, demonstrando a conformidade de 100% das operações.

Assim como nos últimos cinco anos fiscais, a Companhia não foi condenada a sanções monetárias significativas (são consideradas significativas sanções maiores que U$ 10 mil), decorrentes de não atendimento a requisitos legais ou impactos ambientais.

Jornada pela natureza

A biodiversidade é um dos focos prioritários da estratégia de conservação da ENGIE Brasil Energia, especialmente levando em conta sua interdependência com a questão climática – não haverá neutralidade climática sem conservação das áreas que abrigam biodiversidade, assim como não será possível reduzir a perda da biodiversidade, sem amenizar os efeitos das mudanças climáticas. Nesse sentido, a Política de Gestão Sustentável da Companhia estabelece como premissa de atuação **o uso sustentável dos recursos naturais**, minimizando a pegada ecológica sobre água, ar, solo, florestas e clima, tendo como prioridade a **redução da pressão sobre a biodiversidade**, juntamente com a **conservação dos recursos hídricos**.

Para tanto, a ENGIE Brasil Energia passou a incorporar às suas iniciativas ambientais as diretrizes previstas pela Taskforce on Nature-related Financial Disclosure (TNFD), tendo como base os desafios materiais de conservação que se apresentam em cada bioma brasileiro, sob perspectiva territorial, de modo a atuar continuamente para potencializar meios para impacto positivo na natureza.

Viveiros florestais para conservação da flora

A ENGIE Brasil Energia mantém em seus ativos oito viveiros florestais, em oito estados brasileiros, que contribuem para a conservação dos biomas locais por meio da produção de mudas de espécies nativas de quatro dos seis biomas brasileiros, para plantio tanto em áreas da Companhia quanto de terceiros, por meio de doação às escolas e comunidades locais. As doações geralmente são realizadas em atividades de caráter educativo, como eventos promovidos em escolas ou espaços comunitários. As mudas também são utilizadas para a proteção de nascentes de água, assim como na recuperação de APPs e Unidades de Conservação das regiões próximas aos ativos. Em 2024, foram plantadas e/ou doadas mais de 255 mil mudas.

Como bases da estratégia, o modelo adota os cinco domínios propostos pela TNFD: Terra, Água Doce, Sociedade, Atmosfera e Oceanos. A fim de orientar a implementação de subprogramas, projetos e iniciativas relacionadas a esses temas, foram definidos seis meios principais de execução:

- Mensuração de impactos/ pressão à biodiversidade nos ecossistemas/territórios;
- Gestão de riscos e oportunidades relativos à biodiversidade dos territórios;
- Valorização econômica da biodiversidade local;
- Fomento à conservação da biodiversidade na cadeia de valor;
- Parcerias pela conservação de biomas; e
- Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Programa Conexão – Engajamento comunitário e educação ambiental

A estratégia de conservação ambiental da ENGIE Brasil Energia se apoia no engajamento das comunidades locais, como forma de multiplicar esforços e de potencializar impactos positivos a partir das ações implementadas. Nesse sentido, são desenvolvidas iniciativas de educação ambiental, tanto nos ativos operacionais, quanto nos projetos em implantação, visando ao desenvolvimento sustentável.

Uma parte das ações é desenvolvida no âmbito do licenciamento ambiental dos ativos e envolve a orientação de colaboradores e membros da comunidade, por meio de palestras e materiais educativos. Naqueles ativos em que o programa de Educação Ambiental atrelado ao licenciamento já foi concluído, são previstas outras atividades, vinculadas ao Programa Conexão, para um público diversificado, formado por comunidades, rede escolar pública e privada, poder público e comunidade acadêmica e cientifica em geral.

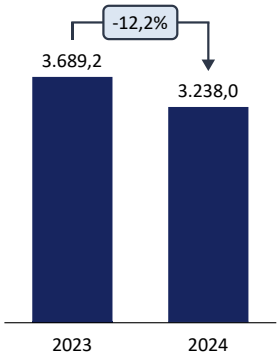
O Conexão também oferece rotinas de visitação pública às usinas e outras instalações do parque gerador da Companhia e, com isso, facilita o entendimento de como funcionam os ativos, o processo de geração de energia e suas interfaces com o meio ambiente e a sociedade. Também aborda temas socioambientais relevantes junto aos participantes, como as mudanças climáticas e suas consequências. Ao longo de 2024, mais de 122 mil participantes foram registrados.

Água

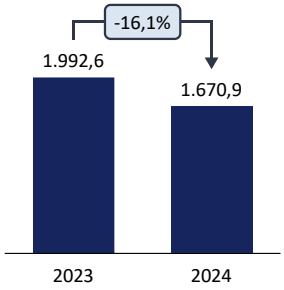
O **uso sustentável e responsável dos recursos hídricos** é premissa fundamental de atuação da ENGIE Brasil Energia e uma prioridade estabelecida de forma expressa em sua Política de Gestão Sustentável. A água é um recurso essencial não apenas para as operações da Companhia, mas para toda a sociedade e o planeta.

Em 2024, o volume total de água captada das fontes foi de 3,2 mil megalitros, redução de 12,2% em relação ao ano anterior.

Água retirada (em ML)



Água consumida (em ML)



O compromisso de promover o uso eficiente dos recursos hídricos também está expresso nos Objetivos Não Financeiros do Grupo ENGIE, que prevê consumo de água em relação a energia produzida de 0,1 m3/kwh até 2030. Além de focar na redução do consumo, a Companhia atua para identificar potenciais contribuições à conservação da água, com qualidade e disponibilidade.

Controle de qualidade em reservatórios

Para assegurar o atendimento de padrões de qualidade superiores aos parâmetros exigidos pela legislação na conservação de recursos hídricos, a Companhia monitora de forma permanente a qualidade da água superficial nos reservatórios que gerencia. Esse controle é realizado com o apoio de empresas especializadas e independentes, o que confere maior confiabilidade aos dados coletados.

Em 2024, os resultados consolidados do monitoramento classificaram a qualidade da água dos reservatórios, de forma geral, como “ótima” ou “boa”, conforme a metodologia estabelecida pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (Cetesb) para o Índice de Qualidade das Águas. Além dos reservatórios artificiais, a ENGIE Brasil Energia monitora a qualidade da água superficial e subterrânea em outros pontos, a depender da localização e da necessidade de cada ativo.

De forma complementar, possui Planos de Atendimento a Emergências, que contemplam riscos de acidentes ou incidentes com potencial impacto sobre os recursos hídricos. Os Planos estabelecem como deve se dar a preparação e o atendimento de situações emergenciais, o treinamento das equipes locais e quais são os materiais necessários, como equipamentos para contenção de vazamentos e caixas separadoras de água e óleo.

Clima

Com o firme propósito de agir para acelerar a transição energética para uma economia de baixo carbono, a ENGIE Brasil Energia vem intensificando sua participação no debate público que envolve as mudanças climáticas e a urgência de ações para o enfrentamento ao aquecimento global.

Com um parque gerador 100% renovável, a ENGIE Brasil Energia ocupa papel relevante nas metas voltadas ao clima estabelecidas pelo Grupo ENGIE. A estratégia climática da Companhia contempla a descarbonização de suas operações e da cadeia de valor, a expansão das energias renováveis, o investimento em transmissão e outras infraestruturas energéticas e a oferta de soluções eficientes e sustentáveis para apoiar clientes e parceiros em suas próprias jornadas. Inclui ainda um controle rigoroso de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e o aprimoramento contínuo dos processos de gestão, mitigação e adaptação, para reduzir a pegada de carbono no negócio.

Para facilitar a consolidação da estratégia climática, a gestão de riscos e o acompanhamento das métricas e metas estabelecidas, a ENGIE Brasil Energia criou uma plataforma de governança - **Jornada pelo Clima - estruturada em três pilares: gestão, mitigação e adaptação.** O programa foi elaborado a partir de um diagnóstico que abrange as emissões diretas e indiretas da Companhia, bem como a materialidade do Escopo 3, que responde por mais de 90% das emissões e é o foco atual da Jornada, possibilitando assim o controle total das emissões da cadeia de valor.

Jornada pelo Clima – Métricas e metas

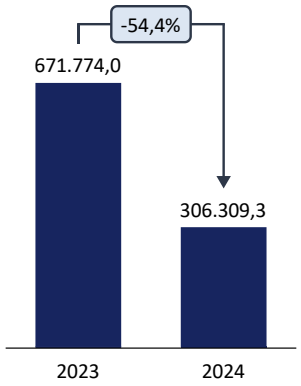
GESTÃO	MITIGAÇÃO	ADAPTAÇÃO
Metas: • Engajar 100% dos principais fornecedores ofensores[1] do escopo 3 a definirem metas alinhadas a ciência até 2030. • Realização de 02 treinamentos anuais (aplicáveis para colaboradores e/ou diretoria e conselho de administração) sobre mudanças climáticas.	Metas: • Reduzir a intensidade emissões de GEE (escopo 1,2 e 3) em 30% até 2025 e 56% até 2030[2]. • Ampliar a geração de energia renovável em 3,8GW até 2030.	Meta: • Ter 100% dos ativos[3] cobertos por planos de adaptação climática até 2030.
Compromissos: • Realizar o controle e registro de emissões de GEE, em toda a cadeia de valor, por meio de inventário de GEE auditado e certificado por terceira parte, bem como sua divulgação à sociedade. • Oferecer aos seus clientes produtos que auxiliem na redução de sua pegada de carbono. • Incentivar projeto de P&D e inovação que visem a eficiência energética, a mitigação e a adaptação climática. • Selecionar e avaliar fornecedores com base em critérios de sustentabilidade • Contribuir para a transição energética guiando-se por uma transição energética justa.	Compromissos: • Fomentar oportunidades em hidrogênio verde. • Buscar soluções de absorção, captura e remoção de CO2. • Manter o estoque de carbono por meio da preservação das áreas naturais que se encontram sob posse, propriedade e concessão à Companhia.	Compromissos: • Gerir continuamente riscos e oportunidades climáticas, preparando ativos para enfrentamento das mudanças climáticas, avaliando vulnerabilidade e desenvolvendo planos de adaptação. • Desenvolver projetos de soluções baseadas na natureza que apoiam à mitigação climática e a conservação da biodiversidade. • Apoiar soluções de impacto climático positivo nas comunidades.

1- Principais fornecedores ofensores correspondem a 70% das emissões de escopo 3 (Categorias 1 e 2).
2- Targets considerando ano-base 2021 sem térmicas CTJL e UTPS na base de cálculo.
3 - Novos ativos serão elegíveis 2 anos após entrada em operação/aquisição.

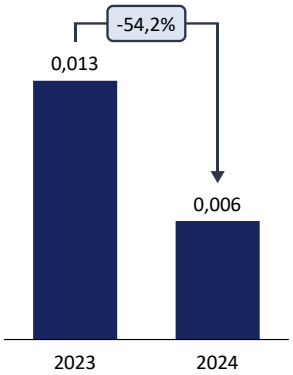
Em 2023, a ENGIE Brasil Energia conquistou **o conceito "A-" do CDP Climate** na avaliação de sua governança climática, um avanço significativo em relação à avaliação anterior – a avaliação referente ao ano de 2024 foi recém lançada, e a Companhia manteve a mesma colocação. A evolução possibilitou à Companhia o ingresso no A List do CDP, que reúne as empresas que lideram a transição energética. O progresso da nota demonstra que a Companhia investe continuamente na adoção das melhores práticas identificadas no mercado, sendo reconhecida como uma empresa líder na temática de mudanças climáticas. A avaliação da Companhia, no ciclo 2023, foi bastante superior à média da América do Sul, que obteve nota B, e maior do que a alcançada pelo setor de geração de energia renovável, também com B. A ENGIE estava entre 33% das empresas no CDP que alcançaram nível de liderança em seu grupo de atividade, pela implementação das melhores práticas reconhecidas por organizações como a TCFD e a Accountability Framework. No ano, a Companhia também obteve nota "A" — no quesito Supplier Engagement Rating, que avalia o desempenho em governança, metas, emissões do Escopo 3 e engajamento da cadeia de valor no cenário de mudanças climáticas.

Confome já mencionado, a avaliação referente ao ciclo 2024 foi recém publicada, e maiores detalhes e estratificações sobre o resultado ainda não estão disponíveis.

Emissões Absolutas* (tCO_2e)



Intensidade de Emissões* (tCO_2e/MWh)



**Dados prévios de emissões. As emissões de 2024 estão passando pelo processo de Asseguração limitada independente, e podem ser alterados até a publicação dos dados oficiais, na publicação do Inventário de Emissões (previsto para março/2025).*

RELAÇÕES DE VALOR

Ação Social

Ciente dos impactos que suas operações podem provocar, especialmente no entorno dos ativos, a ENGIE Brasil Energia mantém postura atenta a esses territórios e busca se posicionar como **agente de transformação social**. A Política de Gestão Sustentável da Companhia declara expressamente esse compromisso. O documento estabelece como premissa de atuação a **criação de valor de forma compartilhada**, a partir da escuta ativa desses públicos e do impulso a projetos e iniciativas que tragam desenvolvimento sustentável e qualidade de vida.

Assim, a definição de programas, investimentos e ações de responsabilidade social ocorre de forma participativa, por meio de uma **relação transparente e cooperativa** com as comunidades. Além de atender demandas previamente mapeadas, busca-se promover, prioritariamente, acesso a educação, cultura e esporte, geração de renda, bem como proteger a infância e a juventude. As ações impulsionadas também fomentam o associativismo e o cooperativismo, empoderando comunidades e viabilizando resultados mais consistentes e duradouros, com melhoria de condições socioeconômicas dos grupos sociais mais vulneráveis.

Em 2024, a Companhia consolidou uma área prioritária de investimento em responsabilidade social: Bem-Estar Social. Voltado à promoção de saúde das pessoas que vivem nas comunidades próximas aos ativos, o novo programa inclui uma série de ações que visam prevenir doenças crônicas não transmissíveis e facilitar o acesso primário à saúde.

Áreas prioritárias de investimento social:

- Acesso à educação, à cultura e ao esporte;
- Proteção da infância e da juventude;
- Geração de renda;
- Bem-Estar Social.

Em 2024, **mais de R$ 48 milhões foram investidos em projetos socioambientais** incluindo investimentos voluntários, desvinculados do processo de licenciamento, nas regiões dos projetos em implantação. As ações envolvem recursos próprios e também decorrentes de mecanismos de incentivo fiscal, conforme demonstra o quadro a seguir.

Investimentos em Resp. Social (R$ mil)	2023	2024	Variação
Investimentos não incentivados relacionados a ativos operacionais ou programas corporativos	3.944	5.832	47,9%
Investimentos não incentivados e voluntários, relacionados a projetos em implantação	4.394	3.475	-20,9%
Investimentos com recursos incentivados*	10.339	39.352	280,6%
TOTAL (R$ mil)	**18.677**	**48.659**	**160,5%**

** Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura (Rouanet e do Audiovisual), Lei de incentivo ao Esporte, Fundo Municipal do Idoso, Pronon e Pronas/PcD.*

O aumento considerável nos investimentos acima relatados se devem à maior disponibilidade de recursos incentivados, que derivam do crescimento do lucro, que em 2024 foi consideravelmente maior que o auferido em anos anteriores, devido majoritariamente à venda de percentual de participação acionária na TAG, concretizada no início de 2024 (vide mais detalhes sobre o resultado financeiro no item "Desempenho Financeiro e Operacional").

Inauguração do Centro de Cultura de Trairí (CE)

Uma das ações mais relevantes no âmbito de **acesso a cultura e educação são os Centros de Cultura e Sustentabilidade**, implantados e apoiados nas regiões dos ativos com patrocínio da ENGIE Brasil Energia, principalmente por meio de recursos incentivados, e também com recursos de empresas parceiras, via programa Parcerias do Bem. Mais de 400 crianças frequentam as oficinas oferecidas nos Centros de Cultura e mais de 4 mil jovens já foram atendidos nesses locais. Ao final de 2024, seis Centros estavam em funcionamento, nos municípios de Alto Bela Vista (SC), Concórdia (SC), Entre Rios do Sul (RS), Quedas do Iguaçu (PR), Minaçu (GO) e Trairi (CE), sendo este o último a entrar em operação, após ser inaugurado no mês de junho, em comemoração aos dez anos de operação do Conjunto Eólico Trairi. O evento contou com shows e apresentações, incluindo a primeira ida do Teatro Bolshoi à cidade.

Programa Mulheres do Nosso Bairro

Engajada na defesa dos direitos humanos e na eliminação das desigualdades, a ENGIE Brasil Energia adota iniciativas voltadas a **ampliar o empreendedorismo feminino e o acesso de mulheres ao mercado de trabalho**. Desde 2020, mantém um programa permanente, chamado Mulheres do Nosso Bairro, que visa impulsionar a equidade de gênero a partir de quatro eixos fundamentais: educação, saúde, geração de renda e combate à violência doméstica. A cada ano, um novo edital é lançado e a Companhia seleciona negócios liderados por mulheres (cisgêneros e transgêneros), que recebem R$ 10 mil cada, como apoio financeiro, além de capacitação gratuita em educação empreendedora e gestão de negócios. As participantes também são orientadas sobre redes de apoio e saúde física e mental. São realizadas ainda, no âmbito do Programa, ações de sensibilização e conscientização para combater a violência doméstica.

O 5º Edital, lançado em 2024 e o maior desde a criação do Programa, trouxe como foco prioritário negócios liderados por mulheres negras e/ou mães – a edição anterior também priorizava o empoderamento de mulheres pretas. Foram selecionadas 100 iniciativas, em 65 cidades de 22 estados brasileiros, totalizando um aporte de R$ 1 milhão. A seleção levou em conta a viabilidade econômica dos negócios, sua continuidade após o aporte, o alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável e o potencial de impactar positivamente a comunidade local.

Edital de Educação

Certa de que a educação é capaz de acelerar a transformação social e impulsionar o desenvolvimento sustentável, a ENGIE Brasil Energia apoia projetos e ações que promovam o acesso à educação e a melhoria das condições de aprendizagem de crianças e adolescentes. Uma das iniciativas mais relevantes nesse âmbito são os editais de educação, lançados anualmente pela Companhia desde 2021. O objetivo é reconhecer e incentivar projetos inovadores e inclusivos que beneficiem alunos do Ensino Fundamental e Médio das redes públicas e privadas das regiões em que a Companhia atua. Mais de 25 mil crianças e adolescentes já foram impactados.

Em 2024, o **4º Edital da Educação** priorizou projetos voltados à saúde mental ou iniciativas que fomentassem as disciplinas instrumentais (Português e Matemática), importantes para a evolução do Índice de Desenvolvimento da Educação Básica (IDEB). Ao todo, 36 projetos foram selecionados, de 29 municípios, localizados em 12 Estados. Os vencedores receberam um incentivo de R$ 10 mil cada um, para serem investidos nos projetos, além de acompanhamento das atividades por um período de 12 meses.

Programa Parcerias do Bem

Buscando ampliar o alcance de suas iniciativas de responsabilidade social, a ENGIE Brasil Energia lançou em 2021 o programa **Parcerias do Bem, para atrair clientes e parceiros de setores diversos a se engajarem em ações e projetos com impacto positivo**. Em 2024, completando três anos de existência, mais de 60 mil pessoas já haviam sido beneficiadas por cerca de 200 projetos, executados com mais de 80 empresas parceiras – dessas, ao final de 2024, 52 continuavam ativas. Foram R$ 9 milhões aplicados em geração de renda, educação, saúde e cultura. Ao longo do ano, 91 projetos foram firmados e 24 mil pessoas diretamente beneficiadas.

Apoios sociais - enchentes no Rio Grande do Sul

Em apoio aos impactados pelas enchentes ocorridas no Estado do Rio Grande do Sul no primeiro semestre, a ENGIE Brasil Energia destinou cerca de R$ 900 mil a ações e projetos com foco em saúde, retomada econômica e desenvolvimento comunitário.

Balanço Social

1 - Base de cálculo	2024 (R$ mil)				2023 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	11.218.635				10.747.784			
Resultado Operacional (RO)	7.682.051				6.360.298			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	228.978				218.759			
Valor Adicionado Total (VAT)	9.968.862				8.626.887			
2 - Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	31.681	13,84	0,28	0,32	28.775	13,15	0,27	0,33
Encargos Sociais Compulsórios	70.753	30,90	0,63	0,71	65.588	29,98	0,61	0,76
Previdência Privada	47.976	20,95	0,43	0,48	47.278	21,61	0,44	0,55
Saúde	33.965	14,83	0,30	0,34	28.818	13,17	0,27	0,33
Segurança e Saúde no Trabalho	2.943	1,29	0,03	0,03	5.033	2,30	0,05	0,06
Educação	165	0,07	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
Cultura	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
Capac. e Desenv. Profissional	2.101	0,92	0,02	0,02	1.487	0,68	0,01	0,02
Creches ou Auxílio-Creches	4.061	1,77	0,04	0,04	3.589	1,64	0,03	0,04
Esporte	160	0,07	0,00	0,00	554	0,25	0,01	0,01
Participação Lucros/Resultados	25.022	10,93	0,22	0,25	16.234	7,42	0,15	0,19
Transporte	6.878	3,00	0,06	0,07	6.301	2,88	0,06	0,07
Outros	1.371	0,60	0,01	0,01	1.133	0,52	0,01	0,01
Total - Indicadores sociais internos	**227.076**	**99,17**	**2,02**	**2,28**	**204.790**	**93,60**	**1,91**	**2,37**
3 - Indicadores sociais externos	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Educação	543	0,01	0,00	0,01	240	0,00	0,00	0,00
Cultura	14.467	0,19	0,13	0,15	4.386	0,07	0,04	0,05
Saúde e saneamento	6.744	0,09	0,06	0,07	0	0,00	0,00	0,00
Esporte	7.210	0,09	0,06	0,07	2.040	0,03	0,02	0,02
Outros	14.399	0,19	0,13	0,14	7.891	0,12	0,07	0,09
Total das contribuições para a sociedade	**43.363**	**0,56**	**0,39**	**0,43**	**14.557**	**0,23**	**0,14**	**0,17**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.170.163	15,23	10,43	11,74	1.843.000	28,98	17,15	21,36
Total - Indicadores sociais externos	**1.213.526**	**15,80**	**10,82**	**12,17**	**1.857.557**	**29,21**	**17,28**	**21,53**

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	24.284	0,32	0,22	0,24	17.951	0,41	0,17	0,21
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	10.701	0,14	0,10	0,11	15.626	0,36	0,15	0,18
Outros	1.214	0,02	0,01	0,01	1.121	0,03	0,01	0,01
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**36.199**	**0,47**	**0,32**	**0,36**	**34.698**	**0,79**	**0,32**	**0,40**
4.2 - Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	2.087	0,03	0,02	0,02	2.318	0,05	0,02	0,03
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.925	0,04	0,03	0,03	3.807	0,09	0,04	0,04
Outros	718	0,01	0,01	0,01	1.460	0,03	0,01	0,02
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**5.730**	**0,07**	**0,05**	**0,06**	**7.585**	**0,17**	**0,07**	**0,09**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**41.929**	**0,55**	**0,37**	**0,42**	**42.283**	**0,96**	**0,39**	**0,49**

Distribuição dos investimentos em meio ambiente	2024	2023
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	59	60
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente	0	5

5 - Indicadores do corpo funcional	2024 (em unidades)	2023 (em unidades)
Número de empregados(as) no fim do período	1.173	1.099
Número de admissões durante o período	176	135
Número de desligamentos durante o período	100	130
Número de estagiários	100	71
Número de empregados por faixa etária		
Menos de 30 anos	182	166
Entre 30 e 50 anos	903	833
Mais de 50 anos	88	100
Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	376 (32,1%)	323 (29,4%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	21.5%	27,7%
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	797 (67,9%)	776 (70,6%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	78.5%	72,3%
Número de negros(as) que trabalham na empresa	265 (22,6%)	222 (20,2%)
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	33 (13.6%)	7 (10,9%)
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	60	54
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a mediana salarial dos demais empregados	27,7X	28,2X
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	20,6X	20,3X

6 - Informações relevantes quanto ao exercício da Cidadania Empresarial	2024	2023
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 2 Prestadores de Serviços:55	ENGIE: 2 Prestadores de Serviços:50
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 ( ) 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
Valor Adicionado total a distribuir (em mil R$)	**9.968.862**	**8.626.887**

Distribuição do Valor Adicionado	Em mil R$		Em mil R$	
Governo	3.412.816	34,2%	2.762.105	32,0%
Colaboradores(as)	399.039	4,0%	366.872	4,3%
Acionistas	4.302.288	43,2%	3.420.325	39,6%
Terceiros	2.323.875	23,3%	2.068.850	24,0%
Retido	553	0,0%	8.735	0,1%

Fornecedores

As diretrizes e valores que norteiam os negócios da ENGIE Brasil Energia, bem como os compromissos que ela assume no âmbito ESG, são estendidos aos seus fornecedores. **A Política de Gestão Sustentável da Companhia determina de forma expressa que seja exigido dos fornecedores, inclusive contratualmente, o atendimento de requisitos de ética, responsabilidade socioambiental, saúde e segurança do trabalho.** A normativa reflete a preocupação direcionada à cadeia de valor da ENGIE e sua importância na gestão de impactos e riscos dos negócios.

Em 2024, diversas Políticas foram revisadas pela ENGIE Brasil Energia, dentre elas o Código de Conduta em Relações com Fornecedores, atualizado no mês de maio. O documento traz sete princípios que devem ser seguidos nessa relação e orienta que os fornecedores também se pautem por essas diretrizes na relação com suas cadeias de suprimento. Outros compromissos e expectativas relacionados aos fornecedores são apresentados na Política de Suprimentos.

Avaliação e desenvolvimento de fornecedores

As práticas de avaliação aplicadas pela Companhia para a gestão dos fornecedores estão alinhadas à Política de *Due Diligence* da ENGIE, que prevê medidas para mitigar riscos de corrupção e de outras transgressões às diretrizes ambientais e de direitos humanos que norteiam sua atuação. Além de prevenir e gerenciar os riscos, essas práticas contribuem para o desenvolvimento dos parceiros comerciais. São elas:

- **Análise ética prévia na entrada de qualquer novo fornecedor**: é realizada por meio de uma plataforma automatizada, com recursos de big data, e cobre, entre outros itens, aspectos ambientais, sociais e de ética (incluindo medidas de embargo a países considerados de risco, nos termos da Política de Embargo da Companhia e do Grupo ENGIE). A análise é reaplicada a toda a base de fornecedores anualmente.
- **Avaliação trimestral dos fornecedores de longo prazo ou fornecedores críticos**, quando prestam serviço dentro das instalações da ENGIE Brasil Energia: a avaliação contempla quatro abordagens - comercial, social, ambiental e saúde e segurança – e é conduzida por equipes da Companhia, que acompanham diretamente a execução das atividades. Havendo baixo desempenho, são previstos planos de ação para tratamento dos pontos de correção e melhoria identificados, com apoio e acompanhamento da Companhia.
- **Avaliação conduzida por empresa externa independente e com critérios mais aprofundados para os "top 50" fornecedores**, que recebem volumes maiores de recursos no ano: nessa avaliação, são observados critérios como condenações por atos de improbidade, associação a trabalho escravo, registro em cadastros de empresas inidôneas ou punidas e processos ligados a violações ambientais, entre outros.
- **Monitoramento de reputação**, por meio da ferramenta "RepRisk": aplicável a dois perfis de fornecedores, os de longo prazo e os que recebem volumes de recursos mais expressivos.

Havendo resultado insatisfatório em alguma dessas análises, o fornecedor é desqualificado para o ingresso ou permanência na lista de parceiros comerciais da ENGIE Brasil Energia. Além das avaliações listadas, os processos de compras e de gestão dos fornecedores também são objeto das auditoras externas das certificações ISO 9001, 14001 e 45001.

Jornada ESG de fornecedores

O programa que gerencia aspectos ESG na cadeia de fornecedores da ENGIE Brasil Energia tem sido uma importante ferramenta para amadurecer e sensibilizar esse público no que toca ao desenvolvimento sustentável e à promoção de impactos positivos na sociedade.

As ações executadas são planejadas levando em conta o resultado de pesquisas aplicadas junto aos fornecedores, para compreender o atual estágio de maturidade de cada um deles nas práticas ESG e os principais gargalos enfrentados para a internalização dessa cultura em suas atividades. Com isso, identificam-se os riscos envolvidos em cada fornecimento e os pontos de desenvolvimento prioritários a serem trabalhados com cada parceiro.

Toda essa gestão está alinhada também ao Programa de Descarbonização de Fornecedores, implementado pela ENGIE Brasil Energia para apoiar o alcance das metas estabelecidas em sua Jornada Pelo Clima.

A estimativa é que, por meio das iniciativas previstas no Programa, haja a redução superior a 100 mil tCO_2e, o que corresponde a mais de 20% das emissões totais da Companhia, que em 2024 contou com a participação de 39 fornecedores mapeados e que passaram pelo Diagnóstico de Maturidade. Nesse primeiro ano, mais de 59% dos fornecedores elegíveis aderiram à iniciativa, participando de capacitações e treinamentos, além de receber instruções e suporte para contabilização de suas emissões por meio da plataforma Descarbonize.

Clientes

Ao final de 2024, a carteira comercial da ENGIE Brasil Energia era composta por **1.854 clientes livres, responsáveis por 3.826 Unidas Consumidoras, que juntas representavam 7,5% do *market share***. O relacionamento próximo com esse público permite à Companhia manter-se competitiva, desenvolvendo ações para prospecção de novos consumidores e fidelização dos já conquistados. Da mesma forma, possibilita acompanhar as demandas e tendências do mercado, para identificar soluções que facilitem a gestão da energia, e, ao mesmo tempo, contribuam para acelerar a transição energética.

Nesse sentido, a ENGIE Brasil Energia se posiciona como parceira de empresas que buscam descarbonizar suas operações, com soluções específicas para compensar emissões de carbono nos três escopos: emissões diretas (escopo 1), emissões indiretas provenientes da aquisição de energia (escopo 2) e emissões indiretas relativas a fontes sobre as quais a empresa não tem controle (escopo 3). As principais soluções oferecidas para descarbonização são:

- **I-RECs e ENGIE-RECs (Certificados de Energia Renovável):** atesta que o consumo de energia elétrica é feito a partir de fontes renováveis, sem emissões de GEE. O certificado é reconhecido internacionalmente e pode ser utilizado para neutralizar as emissões de Escopo 2. No acumulado do ano, 12,5 mil GWh foram comercializados com a emissão de I-RECs e ENGIE-RECs.
- **Créditos de carbono:** permitem compensar as emissões diretas e indiretas de GEE dos Escopos 1, 2 e 3, inclusive de períodos anteriores ao do ano vigente do inventário de GEE. Em 2024, foram emitidos 74,7 mil créditos de carbono que podem ser comercializados futuramente pela Companhia. E as empresas que tiverem interesse no acesso aos créditos, poderão ainda contar com a plataforma Descarbonize para facilitar o cálculo e a gestão das suas emissões.

Além disso, a ENGIE Brasil Energia oferece produtos e soluções digitais voltados a facilitar a migração de empresas para o mercado livre de energia e suas transações, um trabalho que ganha cada vez mais relevância, na medida em que ocorre a abertura gradual do ACL a novos perfis de consumidores. Em 2024, **446 novos clientes livres foram absorvidos, um crescimento de 31,7% em relação a 2023**.

Uma das soluções da ENGIE Brasil Energia que cumpre esse papel é o E-conomiza, uma linha de produtos para consumidores que buscam reduzir custos com energia e que facilita a migração para o ACL, principalmente para pequenas e médias empresas. também aumenta a autonomia dos consumidores, pois permite a autogestão da energia nos negócios.

Outro destaque é o Energy Place, uma plataforma digital que funciona como um e-commerce de energia, para todos os agentes do ACL. Nela, pode-se cotar e comprar energia de curto e longo prazo e gerenciar contratos e estratégias de sazonalização, de forma prática e 100% digital.

Para estreitar ainda mais o relacionamento com esse público, a Companhia ampliou os canais de contato disponíveis e agregou novos parceiros ao time de representantes que mantém, em diferentes regiões do país, para a geração de negócios no mercado livre de energia, tornando o atendimento mais próximo.

Outra iniciativa é a manutenção de um programa de *customer success* que, entre outras ações, realiza uma pesquisa para identificar oportunidades de melhoria. Cada cliente responde a pesquisa uma vez por ano. O índice de satisfação levantado em 2024 foi de 94,9% - em 2023, havia sido de 93,5%.

Investidores

Tendo a transparência e a confiança como premissas de relacionamento com todos os seus públicos, a ENGIE Brasil Energia mantém uma postura proativa no que tange à disponibilização de informações para seus investidores. Assim, reporta resultados de maneira sistemática e não se limita às informações financeiras, compartilhando resultados referentes a todos os aspectos do negócio.

Os fatos relevantes, relatórios, avisos aos acionistas e demais comunicados ao mercado são publicados na área "Investidores" do website da Companhia, assim como nas páginas da CVM e da B3. Outras diretrizes pertinentes estão presentes na Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Valores Mobiliários.

A ENGIE Brasil Energia também tem como prática realizar encontros trimestrais com investidores e analistas de mercado, para apresentar resultados e debater estratégias. Com isso, estreita o relacionamento com esse público, estimula sua participação nas discussões relevantes e aumenta a transparência dessa relação. Além disso, realiza anualmente o "Por Dentro da ENGIE Brasil Energia", uma reunião pública transmitida pelo canal da Companhia no YouTube, em que são discutidos os resultados do ano, estratégias, desafios e oportunidades do setor elétrico.

Interações com investidores em 2024

- 184 analistas e investidores institucionais atendidos via conferências e *non-deal roadshows*.
- 5,5 mil espectadores em videoconferências de resultados trimestrais.
- 8 lives com foco em investidores pessoas físicas (com mais de 9 mil acessos).
- 1,6 mil participantes no Por Dentro da ENGIE (sendo 38 presenciais).
- 55,8 mil acessos a área "Investidores" do *website* da Companhia.

DESEMPENHO FINANCEIRO E OPERACIONAL

Cenário macroeconômico

O panorama econômico global em 2024 foi marcado por crescimento superior ao registrado em 2023, em parte, devido à redução das taxas de inflação, sem grandes impactos negativos no nível de atividade econômica, e à redução de juros pelos bancos centrais dos Estados Unidos e Europa. Entretanto, conflitos geopolíticos complexos, como as guerras entre Rússia e Ucrânia e entre Israel e Hamas, mantêm o cenário instável, com possibilidades de novas escaladas inflacionárias.

No Brasil, a economia teve desempenho superior à média mundial. **Estima-se que o Produto Interno Bruto (PIB) cresça próximo a 3,5%, a maior alta dos últimos três anos** – o dado oficial ainda não foi divulgado. O resultado será ajudado pelo bom desempenho do setor de serviços e pelo aumento de gastos públicos. Com o crescimento econômico, a queda do desemprego foi impulsionada e atingiu o menor nível da série histórica.

A inflação, por outro lado, foi pressionada, ficando fora do teto da meta, tanto pelo aumento de demanda por produtos e serviços, gerado pelo crescimento econômico, por efeitos da seca sobre o preço dos alimentos e da energia elétrica e pela valorização do dólar, que pressiona tanto produtos importados quanto *commodities*. O dólar PTAX encerrou o ano em R$ 6,19, cerca de 28% maior que a cotação ao final de 2023, que era de R$ 4,84. Com a inflação pressionada, o Banco Central promoveu aumentos da taxa Selic e prevê novos acréscimos para 2025 para que a curva de juros retorne à meta, que é de 3% a.a., com teto em 4,5% a.a.

Cenário no setor elétrico

À medida que a demanda global por eletricidade aumenta, os contornos de um novo sistema de energia estão entrando em foco. O uso de eletricidade cresceu duas vezes mais rápido que a demanda geral de energia na última década. Mas de agora até 2035, deve crescer seis vezes mais rápido, graças à crescente adoção de veículos elétricos, ar-condicionado, chips, inteligência artificial entre outros. Com base nas configurações políticas atuais, fontes de baixas emissões devem gerar mais da metade da eletricidade do mundo antes de 2030. No entanto, para cada dólar gasto em energia renovável, apenas 60 centavos são gastos em redes e armazenamento hoje. A descarbonização segura do setor elétrico exige que o investimento em redes e armazenamento aumente ainda mais rapidamente do que o investimento em geração limpa. Além disso, muitos sistemas de energia estão atualmente vulneráveis a uma série de ameaças, incluindo o aumento de eventos climáticos extremos e ataques cibernéticos. Isso coloca um prêmio nos esforços para reforçar a resiliência e a segurança digital dos sistemas de energia.

No Brasil, o consumo de energia elétrica foi de 560.219 GWh, um crescimento de 5,3% frente ao observado em 2023, de 531.881 GWh. O mercado regulado (ACR) diminuiu 7,1%, e o mercado livre (ACL) cresceu 10,6%. O crescimento no setor residencial foi de 7,1%, industrial 4,8%, comercial 5,2% e outros 3,1%. Já entre as regiões do país, o crescimento foi bastante uniforme, sendo o maior na região Norte (6,9%) e o menor na região Sudeste (5,0%).

Desempenho operacional

Modernizações do parque gerador

A alta disponibilidade dos ativos e sua eficiência operacional também são resultado de investimentos realizados na modernização dos empreendimentos, a exemplo da Usina Hidrelétrica Miranda, com 408 MW, localizada em Indianópolis (MG). Em 2024, a Companhia concluiu integralmente a modernização dos sistemas de controle e instrumentação da Usina, iniciados em 2022.

A iniciativa tem ainda mais relevância quando se leva em conta que a hidrelétrica é operada de forma remota pelo Centro de Operação da Geração, que fica na sede da ENGIE Brasil Energia, em Florianópolis (SC). Agregou-se, assim, mais segurança e confiabilidade ao monitoramento da geração.

Ao longo do ano, foi dado seguimento também aos projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório (PR), Ponte de Pedra (MT) e Jaguara (SP). Em Salto Osório, o projeto, considerado de grande porte, inclui a substituição de equipamentos e sistemas com tecnologias atualizadas e deve ser concluído em todas as seis unidades geradoras até 2025. Em Ponte de Pedra, o projeto de engenharia avança conforme o cronograma, com previsão de finalização em 2026. Já em Jaguara, as ações estão programadas para serem executadas até 2028, aumentando a vida útil, a confiabilidade e a disponibilidade do ativo, cuja concessão se encerra somente em 2048.

Os ativos fotovoltaicos também estão passando por modernizações, que visam melhorias operacionais e aumento da performance. No Conjunto Fotovoltaico Paracatu, a Companhia também realiza a recuperação de um sinistro (vendaval) ocorrido em abril de 2023, e que contava com seguro com cobertura de danos materiais e lucro cessante. Os Conjuntos Fotovoltaicos Assu V, Paracatu e Floresta passam por modernização dos sistemas de controle e comunicação dos *trackers*. Em Paracatu foi também recuperado plenamente os equipamentos de geração painéis, *trackers* e estruturas, que haviam sido danificados pelo evento climático. O Conjunto conta agora com um novo Parque Gerador IV, com equipamentos mais modernos, eficientes e mais resistentes.

O investimento em modernizações somou R$ 147 milhões em 2024.

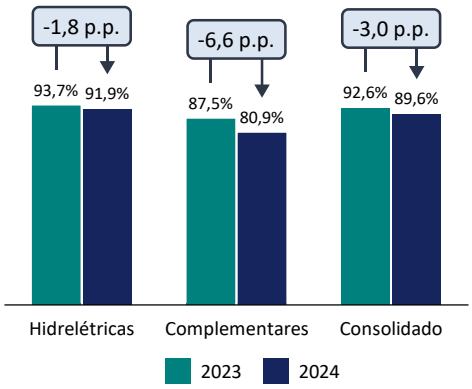
Disponibilidade do parque gerador

Em 2024, considerando-se todas as paradas programadas e forçadas, **as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 89,6%**, sendo 91,9% nas usinas hidrelétricas e 80,9% nas usinas de fontes complementares. Houve redução de 3,0 p.p. na disponibilidade global, sendo 1,8 p.p. nas usinas hidrelétricas e 6,6 p.p. nas usinas complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas no ano, comparando-se os mesmos períodos de 2023, foi influenciada pelo desligamento da Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, que teve o rotor da turbina enviado para reparo na fábrica, voltando a operar em janeiro de 2025.

Em relação às usinas complementares, a redução nos índices de disponibilidade foi influenciada principalmente por manutenções corretivas na Unidade Geradora 4 da Usina Termelétrica Ferrari, nos aerogeradores dos Conjuntos Eólicos Umburanas e na Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis.

Disponibilidade (considerando as paradas programadas)



Disponibilidade dos sistemas de transmissão

A Engie Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul e Novo Estado, com um **índice de disponibilidade total de 99,99% no acumulado de 2024**. O valor foi superior ao ano de 2023, no qual a disponibilidade total acumulada foi de 99,95%. Os ativos de transmissão têm apresentado resultados de performance operacional de excelência desde sua entrada em operação comercial.

Geração de energia

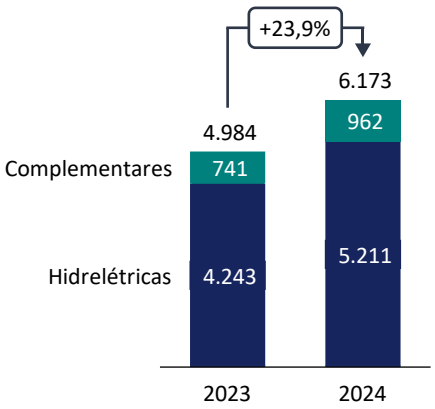
No acumulado de 12 meses de 2024, **a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 54.223 GWh (6.173 MW médios), 24,2% superior ao ano de 2023**, quando o total gerado foi de 43.662 GWh (4.984 MW médios), desconsiderando-se a geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, em razão da sua venda em maio de 2023.

Nas usinas hidrelétricas, a produção no ano de 2024 foi de 45.770 GWh (5.211 MW médios), valor 23,1% superior ao ano anterior. Não houve diferenças significativas nas condições hidrológicas nas bacias de drenagem das usinas da Companhia, entre os anos avaliados. As diferenças são associadas à política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) e às intervenções realizadas nas unidades geradoras.

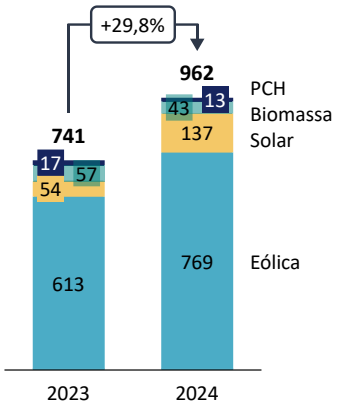
Nas usinas complementares, a produção de energia verificada no ano de 2024 foi de 8.452 GWh (962 MW médios), valor 30,2% superior ao ano anterior. Essa maior produção deve-se principalmente à entrada em operação dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos citados acima.

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.

Geração – todas as fontes (MW médios)



Geração - fontes complementares (MW médios)

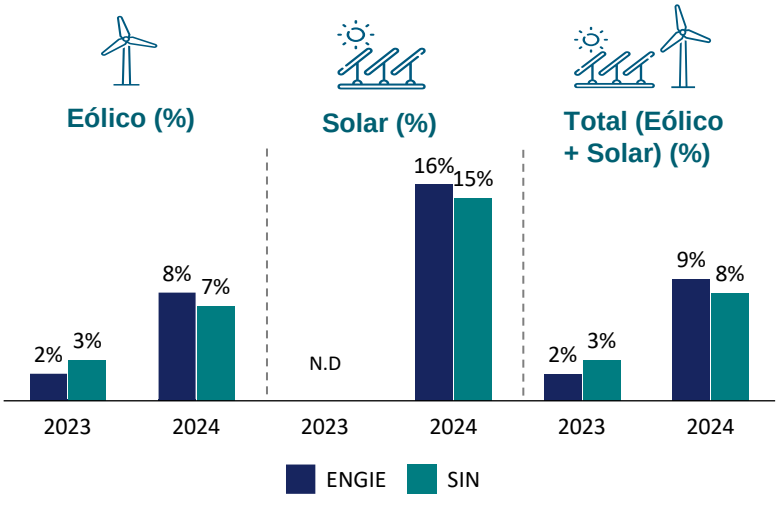


Curtailment

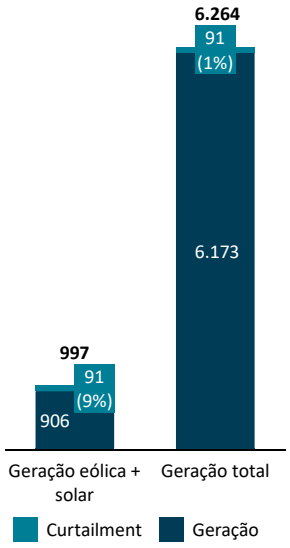
Constrained-Off, também conhecida como *Curtailment*, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pode ser classificado em três principais categorias: Energética (quando há impossibilidade de alocar a geração na carga), Confiabilidade Elétrica (devido a razões relacionadas à confiabilidade elétrica de equipamentos externos às usinas) e Indisponibilidade Externa (causada por indisponibilidades de instalações externas às usinas). Destas, apenas a razão de Indisponibilidade Externa permite que o agente seja potencialmente ressarcido pelas limitações de geração, desde que as condições estejam em conformidade com as regras estabelecidas pela Aneel e pelo ONS.

Segundo análise dos dados divulgados pelo ONS, em 2024, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram 9% de frustração de geração, frente 8% do registrado nas demais usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desse total, as eólicas da Companhia atingiram 8% de redução de produção frente a 7% do SIN, e 16% em solar versus 15% no SIN, conforme pode ser observado no gráfico.

***Curtailment* – ENGIE Brasil Energia e média do Sistema Interligado Nacional (SIN)**



% *curtailment* sobre geração 2024 (MW médios)

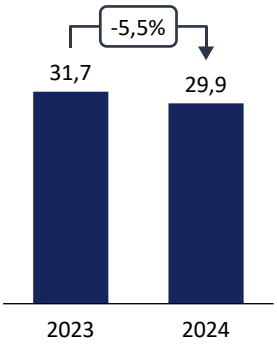


Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS.

Transporte de gás

Em 2024, a TAG transportou um volume médio de gás de 29,9 milhões de m^3/dia (31,7 milhões de m^3/dia em 2023). O volume dos contratos extraordinários foi de 10,6 milhões de m^3/dia, representando aproximadamente 11% do volume total contratado pela TAG, e 15% considerando somente a malha integrada (excluindo Gasoduto de Transporte de Gás (GTA) Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2024, a TAG assinou 228 contratos firmes (45 ativos) com 24 carregadores.

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



RESULTADO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado por segmento – 2024 x 2023 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2024					
Receita operacional líquida	9.410	1.521	288	-	11.219
Custos operacionais	(4.271)	(546)	(295)	-	(5.112)
Lucro (prejuízo) bruto	**5.139**	**975**	**(7)**	**-**	**6.107**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(466)	(37)	(5)	-	(508)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(55)	27	-	-	(28)
Reversão de *Impairment*	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	16	-	-	-	16
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	714	714
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.679**	**965**	**(12)**	**2.050**	**7.682**
2023					
Receita operacional líquida	9.174	1.135	439	-	10.748
Custos operacionais	(4.096)	(310)	(435)	-	(4.841)
Lucro bruto	**5.078**	**825**	**4**	**-**	**5.907**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(408)	(20)	(4)	-	(432)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	40	(59)	-	-	(19)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.198	-	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(1.287)	-	-	-	(1.287)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	993	993
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.621**	**746**	**-**	**993**	**6.360**
Variação					
Receita operacional líquida	236	386	(151)	-	471
Custos operacionais	(175)	(236)	140	-	(271)
Lucro bruto	**61**	**150**	**(11)**	**-**	**200**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(58)	(17)	(1)	-	(76)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(95)	86	-	-	(9)
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.153)	-	-	-	(1.153)
Alienação de subsidiária	1.303	-	-	-	1.303
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(279)	(279)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**58**	**219**	**(12)**	**1.057**	**1.322**

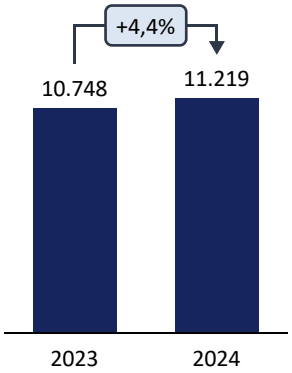
O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

Receita operacional líquida

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2024				
Distribuidoras de energia elétrica	4.077	-	-	4.077
Consumidores livres	2.908	-	-	2.908
Remuneração dos ativos de concessão	499	935	-	1.434
Receita de construção	-	500	-	500
Comercializadoras de energia elétrica	978	-	-	978
Transações no mercado de curto prazo	484	-	2	486
Operações de *trading* de energia	-	-	286	286
Receita de serviços prestados	152	86	-	238
Indenizações	287	-	-	287
Outras receitas	25	-	-	25
Receita operacional líquida	**9.410**	**1.521**	**288**	**11.219**
2023				
Distribuidoras de energia elétrica	4.106	-	-	4.106
Consumidores livres	3.176	-	-	3.176
Remuneração dos ativos de concessão	468	831	-	1.299
Receita de construção	-	237	-	237
Comercializadoras de energia elétrica	827	-	-	827
Transações no mercado de curto prazo	388	-	1	389
Operações de *trading* de energia	-	-	438	438
Receita de serviços prestados	145	67	-	212
Indenizações	37	-	-	37
Outras receitas	27	-	-	27
Receita operacional líquida	**9.174**	**1.135**	**439**	**10.748**
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	(29)	-	-	(29)
Consumidores livres	(268)	-	-	(268)
Remuneração dos ativos de concessão	31	104	-	135
Receita de construção	-	263	-	263
Comercializadoras de energia elétrica	151	-	-	151
Transações no mercado de curto prazo	96	-	1	97
Operações de *trading* de energia	-	-	(152)	(152)
Receita de serviços prestados	7	19	-	26
Indenizações	250	-	-	250
Outras receitas	(2)	-	-	(2)
Receita operacional líquida	**236**	**386**	**(151)**	**471**

A receita operacional líquida passou de **R$ 10.748 milhões em 2023 para R$ 11.219 milhões em 2024**, ou seja, **aumento de R$ 471 milhões (4,4%).**

Receita operacional líquida (R$ milhões)



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

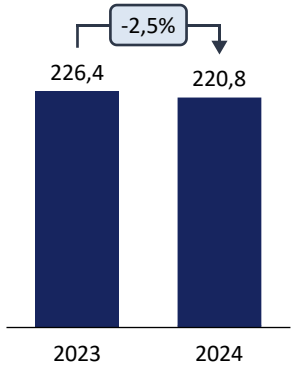
- **Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, **foi de R$ 220,79/MWh**, 2,5% inferior ao praticado em 2023, que foi de R$ 226,42/MWh.

Durante 2024, ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos, o preço médio líquido de venda de energia passou de R$ 228,90 em 2023, para R$ 226,26 em 2024, redução de 1,2%.

A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhora no cenário hidrológico ocorrida nos últimos anos, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis e com o crescimento da geração distribuída, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre, composto pelos Consumidores Livres e Comercializadoras. Adicionalmente, não foram realizadas operações significativas durante a piora do cenário hidrológico ocorrido desde o início de 2024, devido ao bom nível de contratação do portfólio; (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; e (iii) pela alienação da subsidiária UTE Pampa Sul, ocorrida em maio de 2023, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia; parcialmente atenuada pela (iv) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"), ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia; e (v) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes. Desconsiderando-se os efeitos da venda de Pampa Sul, os preços médios de venda teriam reduzido 1,8%, entre os anos analisados.

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



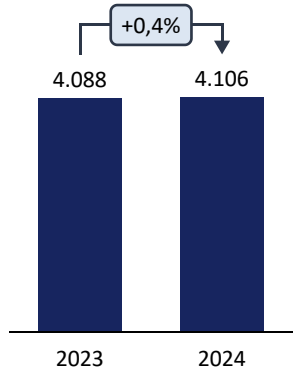
1 - Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, foi de 36.064 GWh (4.106 MW médios) em 2024, contra 35.816 GWh (4.088 MW médios) registrados em 2023, incremento de 248 GWh (18 MW médios) ou 0,4%.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no ano foi motivada, substancialmente, pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados e, suavizada pelo decréscimo do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul.

As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram redução de R$ 146 milhões, na receita operacional líquida da Companhia. Desse montante, R$ 300 milhões referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no segundo trimestre de 2023.

Volume de vendas[1] (MW médios)



1- Líquido de operações de *trading*.

- **Receita de Venda de Energia Elétrica**

- Distribuidoras:

Em 2024, a receita atingiu R$ 4.077 milhões, redução de R$ 29 milhões (0,7%) em relação ao ano de 2023, quando foi de R$ 4.106 milhões. Esse decréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) declínio de R$ 124 milhões dada a redução de 438 GWh (54 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) alta de R$ 95 milhões pelo incremento de 2,3% no preço médio líquido de vendas. A redução no volume de vendas é consequência, principalmente, da alienação da subsidiária Pampa Sul, que contava com capacidade comercial de 323,5 MW médios, parcialmente suavizada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos.

O aumento do preço médio líquido de vendas entre os anos em análise foi motivado, principalmente, (i) pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, ativos com energia contratada a preços superiores às demais receitas no Ambiente Regulado; (ii) atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação; e atenuado (iii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 5,1% entre os anos analisados.

- Consumidores livres:

Em 2024, a receita alcançou R$ 2.908 milhões, montante R$ 268 milhões (8,4%) inferior aos R$ 3.176 milhões verificados em 2023. Esse decréscimo decorre da redução de 4,5% no preço médio líquido de vendas (R$ 143 milhões) e da redução de 629 GWh (76 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 125 milhões). Tais montantes são consequência do decréscimo dos preços de energia do mercado livre. Já a redução da variação na quantidade de energia vendida é consequência, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) do encerramento de contratos; (ii) da mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras, em virtude das vantagens existentes para o seu grupo econômico; e atenuado (iii) pela entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

- Comercializadoras:

No período de 12 meses de 2024, a receita foi de R$ 978 milhões, R$ 151 milhões (18,3%) superior à receita auferida em 2023, que foi de R$ 827 milhões. Essa elevação é resultado do aumento de 1.315 GWh (148 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 193 milhões), suavizada pela queda de 5,2% no preço médio líquido de vendas (R$ 42 milhões).

A redução no preço médio líquido de vendas se deve, basicamente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, ocasionado pela melhora no cenário hidrológico, conforme explicado anteriormente, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes.

O aumento da quantidade decorre, principalmente, da entrada em vigor de novos contratos firmados, pela aquisição do Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol e da já mencionada mudança de classe de classificação de Consumidores Livres para Comercializadoras.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:**

Em 2024, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R$ 484 milhões, acréscimo de R$ 96 milhões (24,7%) frente à observada em 2023, de R$ 388 milhões. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Remuneração dos ativos financeiros de concessão**

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões sofreu um aumento de R$ 31 milhões (6,6%) entre os anos analisados, passando de R$ 468 milhões em 2023 para R$ 499 milhões em 2024, motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA.

- **Indenizações**

Durante o ano de 2024, a Companhia registrou o montante de R$ 262 milhões, oriundo de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, principalmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação.

Já os demais valores divulgados nesta rubrica, nos anos em análise, são oriundos de multas contratuais por indisponibilidade referentes aos contratos de O&M para os parques integrantes dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Campo Largo II, Trairi e Umburanas.

Custos operacionais

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2024				
Compras de energia	1.271	-	280	1.551
Custos de construção	-	463	-	463
Depreciação e amortização	1.018	13	-	1.031
Materiais e serviços de terceiros	467	47	-	514
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	706	-	-	706
Transações no mercado de curto prazo	131	-	3	134
Pessoal	245	10	-	255
Royalties	225	-	-	225
Seguros	120	2	-	122
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	12	12
Outros custos operacionais, líquidos	88	11	-	99
Custos operacionais	**4.271**	**546**	**295**	**5.112**
2023				
Compras de energia	1.492	-	418	1.910
Custos de construção	-	228	-	228
Depreciação e amortização	871	11	-	882
Materiais e serviços de terceiros	371	43	-	414
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	668	-	-	668
Transações no mercado de curto prazo	201	-	-	201
Pessoal	237	12	-	249
Royalties	169	-	-	169
Seguros	85	3	-	88
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	17	17
Repactuação do risco hidrológico	(115)	-	-	(115)
Combustíveis para geração	66	-	-	66
Outros custos operacionais, líquidos	51	13	-	64
Custos operacionais	**4.096**	**310**	**435**	**4.841**
Variação				
Compras de energia	(221)	-	(138)	(359)
Custos de construção	-	235	-	235
Depreciação e amortização	147	2	-	149
Materiais e serviços de terceiros	96	4	-	100
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	38	-	-	38
Transações no mercado de curto prazo	(70)	-	3	(67)
Pessoal	8	(2)	-	6
Royalties	56	-	-	56
Seguros	35	(1)	-	34
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(5)	(5)
Repactuação do risco hidrológico	115	-	-	115
Combustíveis para geração	(66)	-	-	(66)
Outros custos operacionais, líquidos	37	(2)	-	35
Custos operacionais	**175**	**236**	**(140)**	**271**

Em 2024, **os custos operacionais atingiram R$ 5.112 milhões, superiores em R$ 271 milhões (5,6%) aos custos de 2023**, de R$ 4.841 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 236 milhões (76,1%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pelo aumento dos custos de construção dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Gavião Real; (ii) acréscimo de R$ 175 milhões (4,3%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) redução de R$ 140 milhões (32,2%) nos custos de operações de *trading* de energia.

As variações do segmento de geração e venda de energia do portfólio decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compra de energia:** na comparação anual, houve decréscimo de R$ 221 milhões (14,8%) nessas operações, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes eventos: (i) R$ 139 milhões — redução de 9,9% no preço médio líquido de compras de energia; e (ii) R$ 82 milhões — redução de 456 GWh (52 MW médios) na quantidade de energia comprada. A variação dos preços médios de compras reflete a melhoria no cenário hidrológico nos momentos de contratação, conforme anteriormente mencionado, combinado com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores que pressionaram negativamente os preços de energia do mercado livre. Já as variação do volume decorre da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os exercícios analisados.
- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 147 milhões (16,9%) entre anos em análise. A variação decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos e pelas entradas em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá, a partir de março de 2023 e agosto de 2024, respectivamente.
- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 96 milhões (25,9%) entre os anos analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) prestação de serviços de consultoria e assessoria; (ii) reparos e manutenções nas usinas hidrelétricas e nos parques eólicos da Companhia; (iii) aumento nos gastos com informática; (iv) custos envolvidos na aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (v) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá; os quais foram suavizados (vi) pela alienação da UTE Pampa Sul.
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 38 milhões (5,7%) entre os anos analisados, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá; (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição; e suavizado (iv) pela alienação da UTE Pampa Sul.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R$ 70 milhões (34,8%) no comparativo anual. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** entre os anos analisados, houve elevação de R$ 56 milhões (33,1%), em virtude do aumento da geração das usinas hidrelétricas, acrescido do reajuste anual.
- **Seguro:** aumento de R$ 35 milhões (41,2%) entre os anos analisados, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Serra do Assuruá;(iii) do reajuste anual das apólices; e suavizado (iv) pela alienação da UTE Pampa Sul.
- **Repactuação do risco hidrológico:** a Lei nº 13.360/16 determina que a Aneel adicione ao prazo de concessão os dias de atrasos no início da operação da usina, se causados por fatores alheios à responsabilidade do agente reconhecidos pelo órgão regulador. Com base nesta Lei, a Nota Técnica nº 877/2022 da Aneel determinou o deslocamento desses dias para a extensão do GSF (Generation Scaling Factor). Em 27 de abril de 2023, a Aneel solicitou à CCEE a apuração dos cálculos de extensão da concessão, resultando em um aumento de 852 dias no prazo da UHE Estreito. A CCEE recalculou e em 10 de maio de 2023, publicou o resultado no qual foram adicionados 620 dias adicionais em relação à extensão calculada anteriormente. Diante disto, o efeito no resultado desta transação foi um ganho líquido de R$ 115 milhões em 2023.

- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 66 milhões (100,0%) na comparação anual. A variação foi impactada pelas alienações da UTE Pampa Sul e da Usina de Cogeração Lages (UCLA), ocorridas, respectivamente, em maio de 2023 e junho de 2024.

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, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca, 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 na prestação de serviços de 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. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente. Adicionalmente, em 8 de julho de 2024, a Companhia finalizou a implantação do projeto Gavião Real Transmissora de Energia com a energização completa de sua subestação, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12 de julho de 2024.

No ano de 2024 **o resultado bruto do segmento de transmissão de energia foi de R$ 975 milhões, R$ 150 milhões (18,2%) superior ao resultado de 2023 de R$ 825 milhões**. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R$ 104 milhões (12,5%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos índices inflacionários; e (ii) do efeito positivo de R$ 28 milhões (311,1%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (acréscimos de R$ 263 milhões e R$ 235 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

Adicionalmente, durante o ano de 2024, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas/receitas operacionais do montante de R$ 25 milhões com efeito positivo no resultado em contrapartida do ativo de contrato. Este resultado tem como base, principalmente, a expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual foi ajustado para considerar o novo fluxo financeiro. Já durante o ano de 2023, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas operacionais do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato, baseado no Ofício Circular CVM nº 04/2020 e na resolução homologatória Aneel nº 3.216, de 04 de julho de 2023, em decorrência da redução da NTN-B, a qual é calculada com base na composição do estoque de dívida já emitida e nas taxas de juros implícitas nas cotações do mercado secundário dos últimos 5 anos. Em razão da revisão, o saldo do ativo contratual é ajustado para considerar o novo fluxo financeiro.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida em 2024 foi de R$ 742 milhões, (R$ 695 milhões em 2023), sendo R$ 656 milhões (R$ 628 milhões em 2023) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 86 milhões (R$ 67 milhões em 2023) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do ‘ regulatório de transmissão:

(Valores em R$ milhões)	2024	2023	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	742	695	47
Custos operacionais	(70)	(71)	1
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(37)	(20)	(17)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	2	5	(3)
Ebitda regulatório de transmissão	**637**	**609**	**28**

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. Tais operações são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de 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.

O resultado bruto em 2024 foi de R$ 7 milhões negativos, apresentando decréscimo de R$ 11 milhões, quando comparado ao montante positivo de R$ 4 milhões de 2023, decorrente, substancialmente, do impacto negativo de R$ 16 milhões das transações de compra e venda de energia realizadas. Esse efeito foi parcialmente reduzido pelo efeito positivo da marcação a mercado de R$ 5 milhões.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — 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.

Resultado Líquido das Operações de Curto Prazo
(R$ milhões)

	Geração	*Trading*	Consolidado
2024			
Receita operacional líquida	484	2	486
Custos operacionais	(131)	(3)	(134)
Resultado líquido	**353**	**(1)**	**352**
2023			
Receita operacional líquida	388	1	389
Custos operacionais	(201)	-	(201)
Resultado líquido	**187**	**1**	**188**
Variação			
Receita operacional líquida	96	1	97
Custos operacionais	70	(3)	67
Resultado líquido	**166**	**(2)**	**164**

No acumulado de 2024, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R$ 352 milhões, acréscimo de R$ 164 milhões em relação ao resultado positivo de R$ 188 milhões do ano de 2023, sendo acréscimo de R$ 166 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e redução de R$ 2 milhões no resultado do segmento de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores positivos: (i) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos combinada com a variação positiva do PLD; e (ii) apesar da redução da geração hidrelétrica das usinas participantes do MRE, a Companhia apresentou aumento de geração hidrelétrica das usinas de seu portfólio entre os anos, ocasionando uma participação maior no MRE e consequente efeito positivo, por meio de incremento de recebimento de receita de TEO (Tarifas de Energia de Otimização).

Esses fatores foram atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (iii) impacto negativo em virtude da redução de 89,7% em 2023 para 87,1% em 2024 do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes; e (iv) reduções nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os anos analisados.

PLD médio em R$/MWh	2023	2024	Var. (%)
Sul	72,17	127,89	77,2%
Sudeste/Centro-Oeste	72,17	127,88	77,2%
Nordeste	72,17	118,34	64,0%

Em dezembro de 2024, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2025 em R$ 751,73/MWh e R$ 58,60/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimos nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 76 milhões entre 2024 e 2023. A principal variação decorre do segmento de geração, no montante de R$ 58 milhões, a qual foi impactada, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i) aumento dos serviços gerais de informática; (ii) aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações no período; e (iii) custos de aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, com a contratação de serviços de assessoria.

Outras (Despesas) Receitas Operacionais, Líquidas

Em 2024, a Companhia reconheceu, no segmento de geração, baixas de ativos, que totalizaram R$ 57 milhões, sendo R$ 45 milhões relativos ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em decorrência dos fortes ventos na região, em abril de 2023.

Adicionalmente, no segmento de transmissão, houve o reconhecimento no grupo de outras despesas/receitas operacionais do montante de R$ 25 milhões com efeito positivo no resultado em contrapartida do ativo de contrato. Mais detalhes estão descritos anteriormente no item específico do Segmento de Transmissão.

A Companhia reconheceu ao longo do ano de 2023, no segmento de geração, o montante de R$ 45 milhões, a título de indenização de seguros em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, os quais foram registrados na rubrica de outras receitas operacionais. Adicionalmente, houve o reconhecimento no segmento de transmissão do montante de R$ 64 milhões com efeito negativo no resultado a título de revisão tarifária periódica em contrapartida do ativo de contrato, mais detalhes estão descritos anteriormente em item específico.

Reversão (Provisão) para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*) e Alienação de Subsidiária

	Geração				
	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Diamante	Consolidado
	2024				
Reversão de *Impairment*	-	45		-	45
Alienação de subsidiária	25	-	(9)	-	16
	2023				
Reversão de *Impairment*, líquido	1.243	(45)	-	-	1.198
Alienação de subsidiária	(1.296)	-	-	9	(1.287)
	Variação				
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.243)	90	-	-	(1.153)
Alienação de subsidiária	1.321	-	(9)	(9)	1.303

Reversão de Impairment

Durante o ano de 2024 a Companhia reconheceu R$ 45 milhões de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em abril de 2023. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos, os quais foram reembolsados pela seguradora. Ressalta-se que a baixa de ativos, somada ao reembolso da seguradora, não trouxe impactos ao resultado da Companhia.

Durante o ano de 2023 a Companhia registrou o montante de R$ 1.243 milhões de reversão de *impairment*, em decorrência da alienação da subsidiária UTE Pampa Sul e o montante de R$ 45 milhões de provisão para redução ao valor recuperável (líquido da reversão registrada em 2023), referente ao sinistro do Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Alienação de Subsidiária

No quarto trimestre de 2024 a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 25 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023. Este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento.

Em junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. 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$ 9 milhões, em 2024.

Em 31 de maio de 2023, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária UTE Pampa Sul. 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 (R$ 1.296 milhões negativos) e reversão do *impairment* (R$ 1.243 milhões), foi negativo em R$ 53 milhões, no ano de 2023.

Adicionalmente à esta operação, no quarto trimestre de 2023, a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R$ 9 milhões oriundas de ajuste de preço da venda da subsidiária Diamante, ocorrido em 2021, este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. Além desta operação, no quarto trimestre de 2023 a Companhia reconheceu o montante de R$ 7 milhões nos custos de alienação da UTE Pampa Sul, este valor está contido no montante de R$ 1.296 milhões acima citado.

Alienação de participação societária em controlada em conjunto

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28 de dezembro de 2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec (“CDPQ”), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda.

Em 10 de janeiro de 2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28 de dezembro de 2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780 milhões, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. O resultado com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.336 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia detinha 17,5% de participação societária direta na TAG, já em 31 de dezembro de 2023 a Companhia detinha 32,5% das ações.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2024 e 2023 é composto pelos seguintes itens:

DRE – em R$ milhões	2024				2023	
	100%	Participação da Companhia			100%	Participação da Companhia
		32,5%[1]	17,5%[1]	Total		
Receita operacional líquida	9.062	80	1.543	1.623	9.029	2.934
Custos dos serviços prestados	(2.260)	(20)	(385)	(405)	(2.486)	(808)
Lucro bruto	**6.802**	**60**	**1.158**	**1.218**	**6.543**	**2.126**
Despesas gerais e administrativas	(64)	(2)	(10)	(12)	(233)	(76)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.738**	**58**	**1.148**	**1.206**	**6.310**	**2.050**
Resultado financeiro	(1.769)	(15)	(302)	(317)	(1.662)	(540)
Lucro antes dos impostos	**4.969**	**43**	**846**	**889**	**4.648**	**1.510**
Imposto de renda e contribuição social	(970)	(11)	(164)	(175)	(1.592)	(517)
Lucro líquido da TAG	**3.999**			**714**	**3.056**	**993**

[1] *Até 10 de janeiro de 2024 a ENGIE Brasil Energia detinha 32,5% das ações de TAG e a partir do dia 11 de janeiro de 2024 passou a deter 17,5% das ações.*

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do Ebitda da TAG, apresentamos a tabela abaixo:

DRE – em R$ milhões	2024				2023	
	100%	Participação da Companhia			100%	Participação da Companhia
		32,5%[1]	17,5%[1]	Total		
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.738**	**58**	**1.148**	**1.206**	**6.310**	**2.050**
Depreciação e amortização	669	6	114	120	674	219
Amortização da mais valia	436	5	74	79	592	192
Ebitda	**7.843**			**1.405**	**7.576**	**2.461**
Margem Ebitda	**86,5%**				**83,9%**	

[1] *Até 10 de janeiro de 2024 a ENGIE Brasil Energia detinha 32,5% das ações de TAG e a partir do dia 11 de janeiro de 2024 passou a deter 17,5% das ações.*

Entre os anos comparados, o resultado de **equivalência patrimonial reduziu R$ 279 milhões (28,1%), passando de R$ 993 milhões para R$ 714 milhões**, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da redução do percentual de participação da Companhia, atenuado pelo aumento do lucro líquido da TAG.

A variação do lucro líquido da Companhia foi consequência, substancialmente, (i) da redução nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste), atenuada pelo aumento do lucro antes dos impostos; (ii) do aumento do Ebitda devido, principalmente, a combinação dos seguintes efeitos: (ii.i) aumento da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema GASENE; (ii.ii) reversão do *impairment* do Projeto GASFOR II; (ii.iii) provisões regulatórias em montantes inferiores registradas em 2024 em relação ao ano de 2023, previamente acordadas com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), as quais serão devolvidas ao mercado ao longo dos próximos anos; e atenuada (ii.iv) pela atualização com efeito negativo das tarifas de transporte, em decorrência da variação negativa do IGPM e US PPI (*United States Producer Price Index*); (iii) redução na amortização da mais valia decorrente da revisão da vida útil da mais valia; e atenuada (iv) pelo aumento da despesa financeira líquida, oriundo, substancialmente, do reconhecimento de ganhos na renegociação das dívidas em 2023, não ocorrida em 2024, atenuado pela redução das variações cambiais e monetárias entre os anos.

Balanço Patrimonial – TAG

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de dezembro de 2024 e 2023 eram estes:

Balanço Patrimonial	31/12/2024	31/12/2023
ATIVO		
Ativo circulante	**4.443**	**3.439**
Caixa e equivalentes de caixa	2.325	1.423
Contas a receber de clientes	1.830	1.541
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	50
Outros ativos circulantes	288	425
Ativo não circulante	**28.955**	**29.573**
Depósitos vinculados	326	633
Outros ativos não circulantes	155	119
Imobilizado	25.727	26.074
Intangível	2.747	2.747
Total	**33.398**	**33.012**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.377**	**4.693**
Instrumentos de dívida	3.432	3.107
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	7	-
Outros passivos circulantes	938	1.586
Passivo não circulante	**22.409**	**20.505**
Instrumentos de dívida	16.419	13.969
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	77	376
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.204	5.626
Outros passivos não circulantes	709	534
Patrimônio líquido	**6.612**	**7.814**
Total	**33.398**	**33.012**

Ebitda e Margem Ebitda

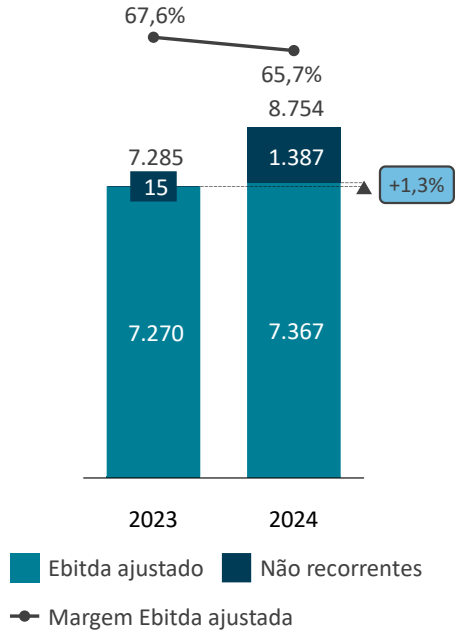
Ebitda por segmento – 2024 x 2023 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2024					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.679	965	(12)	2.050	7.682
Depreciação e amortização	1.059	13	-	-	1.072
Ebitda	**5.738**	**978**	**(12)**	**2.050**	**8.754**
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Reversão de *Impairment*	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	(16)	-	-	-	(16)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Ebitda ajustado	**5.687**	**978**	**(12)**	**714**	**7.367**
Margem Ebitda ajustada	**60,4%**	**64,3%**	**(4,2%)**	**-**	**65,7%**
2023					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.621	746	-	993	6.360
Depreciação e amortização	914	11	-	-	925
Ebitda	**5.535**	**757**	**-**	**993**	**7.285**
Reversão de *Impairment*, líquido	(1.198)	-	-	-	(1.198)
Alienação de subsidiária	1.287	-	-	-	1.287
Indenização de seguros	(104)	-	-	-	(104)
Ebitda ajustado	**5.520**	**757**	**-**	**993**	**7.270**
Margem Ebitda ajustada	**60,2%**	**66,7%**	**-**	**-**	**67,6%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	58	219	(12)	1.057	1.322
Depreciação e amortização	145	2	-	-	147
Ebitda	**203**	**221**	**(12)**	**1.057**	**1.469**
Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	-	-	10
Reversão de *Impairment*, líquido	1.153	-	-	-	1.153
Alienação de subsidiária	(1.303)	-	-	-	(1.303)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Indenização de seguros	104	-	-	-	104
Ebitda ajustado	**167**	**221**	**(12)**	**(279)**	**97**
Margem Ebitda ajustada	**0,2 p.p.**	**(2,4 p.p.)**	**(4,2 p.p.)**	**-**	**(1,9 p.p.)**

Entre 2024 e 2023, **o Ebitda ajustado aumentou R$ 97 milhões (1,3%), passando de R$ 7.270 milhões em 2023 para R$ 7.367 milhões em 2024**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 221 milhões (29,2%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (ii) R$ 167 milhões (3,0%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia. Os referidos impactos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos negativos: (iii) R$ 279 milhões (28,1%) decorrentes, principalmente, da redução do percentual de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iv) R$ 12 milhões oriundos do segmento de *trading* de energia.

O segmento de transmissão impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 104 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) efeito positivo em 2024 de R$ 64 milhões decorrente da revisão tarifária periódica registrada em 2023; (iii) R$ 28 milhões de acréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; (iv) R$ 25 milhões com efeito positivo, em virtude da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras; (v) R$ 20 milhões de aumento na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e atenuado (vi) pelo aumento de R$ 20 milhões (152,9%) nos demais custos, despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas.

Ebitda e Margem Ebitda Ajustados[1]
(R$ milhões)



[1] Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + efeitos não recorrentes.

O segmento de geração e venda de energia elétrica, indicado no item (ii) acima, impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos positivos, foram: (i) aumento de R$ 250 milhões nas receitas com indenizações; (ii) decréscimo de R$ 221 milhões nas compras de energia, dos quais R$ 6 milhões se referem à Pampa Sul; (iii) R$ 166 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) R$ 66 milhões da redução de combustíveis, oriundos da alienação de Pampa Sul; (v) aumento de R$ 31 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda. Esses efeitos foram atenuados pelo impacto negativo dos seguintes fatores: (vi) R$ 146 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda, R$ 300 milhões de impacto pela venda de Pampa Sul; (vii) R$ 115 milhões referente à repactuação do risco hidrológico (GFOM) registrado no ano de 2023; (viii) R$ 96 milhões de aumento dos custos de materiais e serviços de terceiros, os quais foram atenuados pela alienação de Pampa Sul em R$ 36 milhões; (ix) acréscimo de R$ 58 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; (x) do aumento de R$ 56 milhões de Royalties; (xi) R$ 38 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão, atenuados em R$ 14 milhões pela venda de Pampa Sul; (xii) R$ 35 milhões de seguros; e (xiii) R$ 23 milhões relativo às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas, dos quais Pampa Sul suavizou em R$ 16 milhões.

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:

(em R$ milhões)	2024	2023	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	4.303	3.429	25,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	1.403	968	44,9
(+) Resultado financeiro	1.976	1.963	0,7
(+) Depreciação e amortização	1.072	925	15,9
Ebitda	**8.754**	**7.285**	**20,2**
Efeitos não recorrentes			
(+) Custos de aquisição de subsidiárias	10	-	100,0
(-) Reversão de *Impairment*, líquido	(45)	(1.198)	(96,2)
(+) Alienação de subsidiária	(16)	1.287	(101,2)
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	(1.336)	-	100,0
(-) Indenização de seguros	-	(104)	(100,0)
Ebitda ajustado	**7.367**	**7.270**	**1,3**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(978)	(757)	29,2
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	637	609	4,6
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(784)	(726)	8,0
Ebitda regulatório cotistas	665	632	5,2
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**6.907**	**7.028**	**(1,7)**

Resultado financeiro

(em R$ milhões)	2024	2023	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	543	392	151
Outras receitas financeiras	79	57	22
Total receitas financeiras	**622**	**449**	**173**
Dívida:			
Juros	(998)	(1.029)	31
Atualização monetária	(784)	(645)	(139)
Outras despesas financeiras, líquidas	(61)	(139)	78
Total despesas financeiras	**(1.843)**	**(1.813)**	**(30)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(261)	(109)	(152)
Atualização a valor presente	(494)	(490)	(4)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(755)**	**(599)**	**(156)**
Resultado financeiro	**(1.976)**	**(1.963)**	**(13)**

Receitas financeiras: No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 173 milhões (38,5%), passando de R$ 449 milhões em 2023 para R$ 622 milhões em 2024, em virtude, principalmente, do acréscimo da receita com aplicações financeiras no montante de R$ 151 milhões. O aumento foi motivado, substancialmente, pela elevação da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos e suavizado pela redução do CDI.

Despesas financeiras: as despesas aumentaram de R$ 1.813 milhões em 2023 para R$ 1.843 milhões em 2024, ou seja, R$ 30 milhões (1,7%), resultado da combinação, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 108 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, em razão, principalmente, do aumento de R$ 139 milhões de atualização monetária, pelo crescimento da inflação; e atenuado (ii) pelo resultado positivo de R$ 104 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de *hedge*, registrados na rubrica de outras despesas financeiras, líquidas. Ressalta-se que os montantes de juros de dívida se mantiveram estáveis entre os anos observados, em virtude do aumento de R$ 244 milhões (111,4%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente do avanço das obras do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorrido durante o ano de 2024 – de R$ 219 milhões em 2023 para R$ 463 milhões em 2024.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): Na comparação entre os anos, houve acréscimo de R$ 156 milhões, ou seja 26,0%, passando de R$ 599 milhões em 2023 para R$ 755 milhões em 2024, resultado, substancialmente, do acréscimo de R$ 152 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pelo crescimento do IPCA e do IGPM entre os anos.

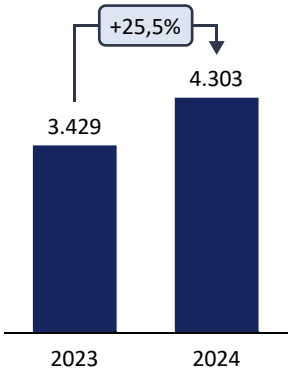
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

O valor apurado de IR e CSLL no ano foi de 1.403 milhões, aumento de R$ 435 milhões (44,9%) frente ao montante observando em 2023, de R$ 968 milhões. 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, reduziram R$ 14 milhões (1,5%) entre os anos analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido passou de R$ 3.429 milhões em 2023 para R$ 4.303 milhões em 2024, ou seja, acréscimo de R$ 874 milhões ou 25,5%. Esse aumento é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido positivo de R$ 923 milhões; (ii) aumento de R$ 97 milhões no Ebitda ajustado; (iii) redução de R$ 14 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; atenuado pelo (iv) aumento de R$ 147 milhões da depreciação e amortização; e pelo (v) efeito negativo de R$ 13 milhões do resultado financeiro líquido. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, de custos de aquisição de subsidiárias, reversão de *impairment* líquido, alienação de subsidiária, alienação de participação societária em controlada em conjunto (TAG) e indenização de seguros, o lucro líquido reduziu em R$ 49 milhões (1,4%) entre os anos em comparação.

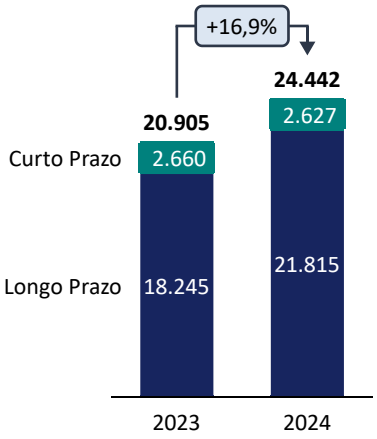
Lucro líquido (R$ milhões)



Endividamento

Em 31 de dezembro de 2024, a **dívida bruta total** consolidada, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 24.442 milhões — aumento de 16,9% (R$ 3.537 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2023**. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do ano era de 7,6 anos.

Dívida Bruta (R$ milhões)



A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2024: (i) R$ 1.209 milhões de ingresso por aquisição de subsidiárias; (ii) R$ 1.089 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Banco do Nordeste do Brasil (BNB) e Banco da Amazônia (BASA), para a construção de novos projetos; (iii) R$ 2.928 milhões da 12ª e 13ª emissões de debêntures da Companhia; (vi) geração de R$ 2.151 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R$ 3.840 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

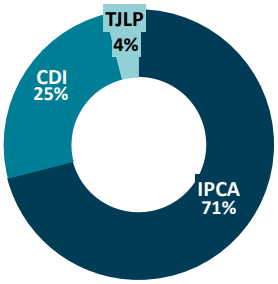
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano foi 10,5% — equivalente a IPCA + 5,4% — 0,4 p.p. acima do registrado no fim do 2023 (10,1% — equivalente a IPCA + 5,3%).

Em 31 de dezembro de 2024, 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$ 20.126 milhões, aumento de 31,2% em relação ao registrado ao fim de 2023**.

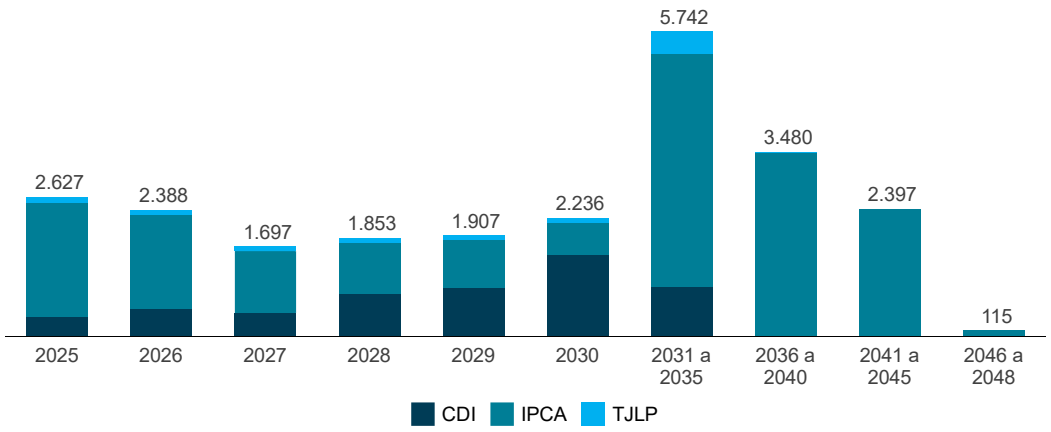
Dívida líquida (R$ milhões)

	31.12.2024	31.12.2023	Var. %
Dívida bruta	24.135	20.677	16,7
Resultado de operações de *hedge*	307	228	35,1
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(357)	(314)	13,6
Caixa e equivalentes de caixa	(3.959)	(5.256)	(24,7)
Dívida líquida total	**20.126**	**15.335**	**31,2**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,7X**	**2,1X**	

Composição da dívida



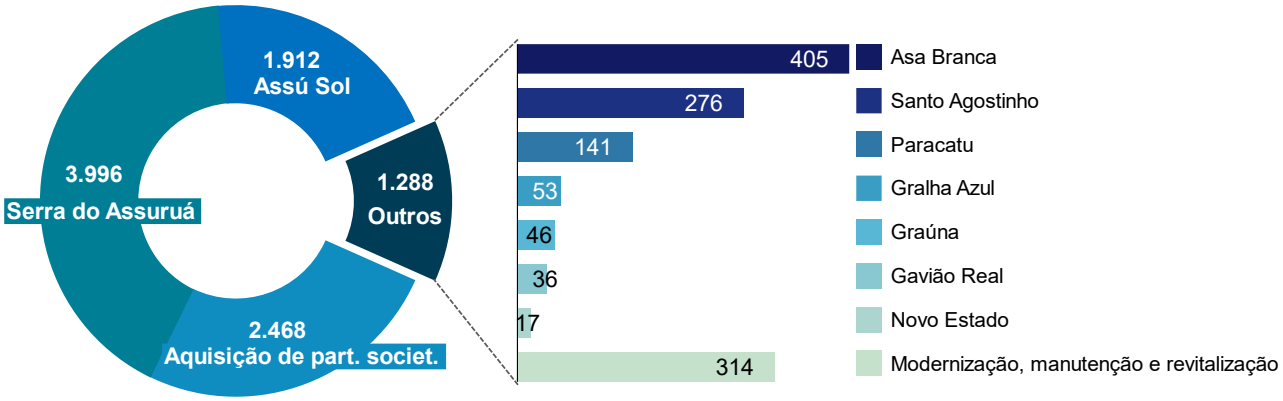
Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



Investimentos

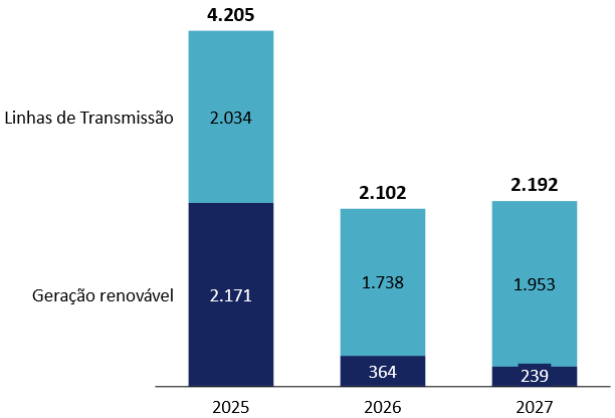
No ano de 2024, **a Companhia investiu R$ 9.664 milhões**, dos quais: (i) R$ 2.468 milhões foram aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: (i.i) R$ 2.364 milhões na aquisição das usinas fotovoltaicas; e (i.ii) R$ 104 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R$ 6.882 milhões na construção de novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 3.996 milhões concentrados no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.ii) R$ 1.912 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iii) R$ 405 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; (ii.iv) R$ 276 milhões no conjunto Eólico Santo Agostinho; (ii.v) R$ 53 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii.vi) R$ 46 milhões na indenização de ativos operacionais da Graúna Transmissora de Energia; (ii.vii) R$ 36 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; (ii.viii) R$ 17 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.ix) R$ 141 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; e (iii) R$ 167 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 147 milhões designados à modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Miranda.

Investimentos (R$ milhões)



Entre 2025 e 2027, estão compromissados cerca de R$ 8,5 bilhões em projetos já anunciados pela Companhia.

Investimentos orçados para os próximos anos, por linha de negócio (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), os quais reúnem companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle.

Suas ações fazem parte ainda do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que agrega empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), de caráter setorial, constituído por empresas abertas de grande relevância no setor elétrico brasileiro.

As ações também estão inclusas no 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 ENGIE Brasil Energia são negociados com o código EGIEY, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

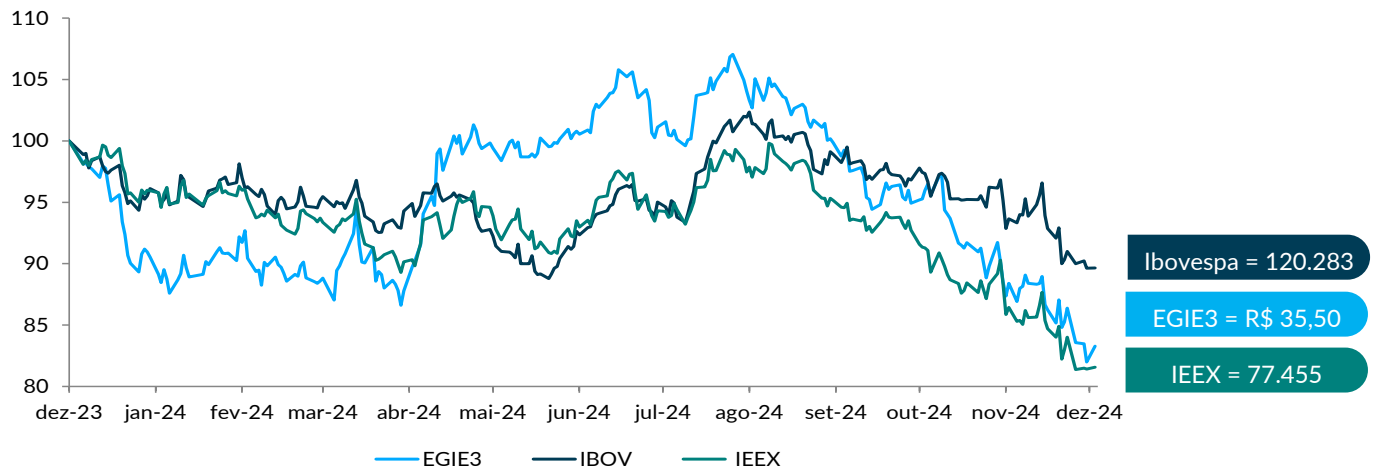
Desempenho das ações

O mercado financeiro brasileiro enfrentou um desempenho desafiador em 2024. A crescente desconfiança dos investidores, ao longo do ano, em relação à condução da política fiscal no país, aumentou as incertezas sobre o futuro da economia. Essa situação, aliada à instabilidade econômica global, incluindo elevados juros nos Estados Unidos e a desaceleração da economia chinesa, foram os principais fatores que levaram à queda acumulada de 10,4% do Ibovespa em 2024, em seu pior desempenho desde 2021.

As ações da Companhia retraíram 16,7% em 2024, frente a queda de 18,4% do IEEX, índice das empresas do setor elétrico brasileiro. O Ibovespa, conforme comentado anteriormente, perdeu 10,4% no período.

O volume médio diário de negociação da EGIE3 foi de R$ 62,0 milhões no acumulado de 2024, decréscimo de 9,7% em relação a 2023, quando atingiu R$ 68,7 milhões.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31.12.2023)



Dividendos e juros sobre o capital próprio

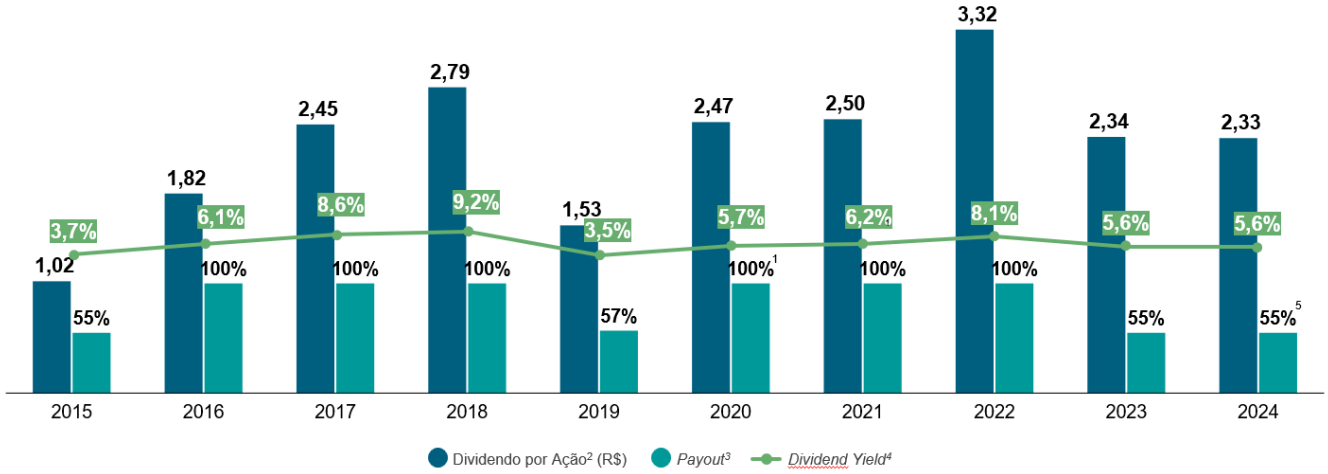
O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 7 de agosto de 2024, o crédito de dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2024, no valor de R$ 932,8 milhões (R$ 1,14324649075 por ação), representando um payout de 55% do lucro líquido distribuível – excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG - do primeiro semestre de 2024. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2024 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Posteriormente, na reunião do dia 13 de dezembro de 2024, foi aprovada a distribuição de juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2024, no valor de R$ 250,0 milhões (R$ 0,30639968191 por ação). A data ex-juros sobre o capital próprio foi 20 de dezembro de 2024 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 20 de fevereiro de 2025, foi aprovada a proposta de distribuição de dividendos obrigatórios e complementares ao exercício de 2024, no montante de R$ 715,1 milhões (R$ 0,87648135220 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 2024 atingiu R$ 1.898,0 milhões (R$ 2,32612752486 por ação), equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, com dividend yield de 5,6%.

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)

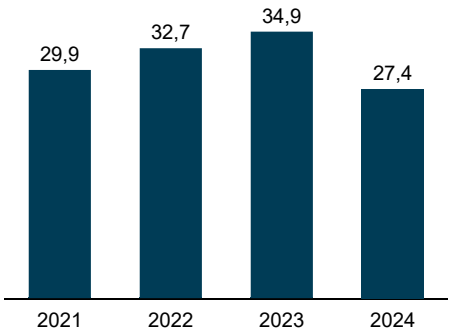


Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07.12.2018.
3 Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
4 Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.
5 *Payout* equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).

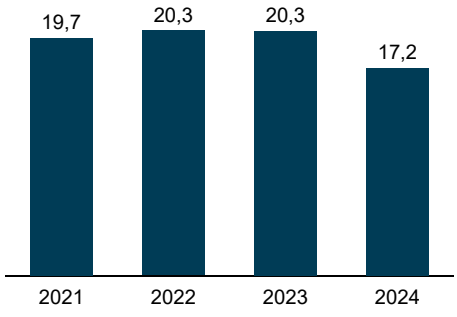
ROE e ROIC

O Retorno sobre o Patrimônio Líquido Ajustado (ROE) e o Retorno sobre o Capital Investido Ajustado (ROIC) são duas das principais métricas financeiras para a mensuração da geração de valor para o acionista e rentabilidade. Os valores alcançados pela Companhia nos últimos exercícios são apresentados nos gráficos a seguir.

ROE[1] - Retorno sobre o Patrimônio Líquido Ajustado (%)



ROIC[2] -Retorno sobre o Capital Investido Ajustado (%)



Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.
1 - ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido. ROE ajustado desconsidera não recorrentes.
2 - ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL). ROIC ajustado desconsidera não recorrentes.

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 publicado em abril de 2025, no site https://www.engie.com.br/investidores/esg/relatorios-de-sustentabilidade/.

Identificação do responsável pelas informações socioambientais e forma de contato

A coordenadora do Comitê de Sustentabilidade (Diretora de Pessoas, Processo e Sustentabilidade) é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser realizado por meio do e-mail: comitedesustentabilidade.brenergia@engie.com.

AUDITORES INDEPENDENTES

Durante o ano de 2024, a Companhia contratou serviços de consultoria tributária, os quais foram **aprovados na Reunião do Conselho de Administração realizada no dia 13.12.2024**. Os honorários referentes a este serviço foram de R$ 165 mil e representam 5,2% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2024.

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 conformidade com o inciso VI do artigo 27 da Resolução CVM Nº 80, que revisou, discutiu e concorda com as demonstrações financeiras 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 2024 E 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais)

ATIVO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	1.659.976	3.250.488	3.958.758	5.255.767
Contas a receber de clientes	4	577.049	521.099	1.174.405	1.132.836
Crédito de imposto de renda e contribuição social	18.a	403.482	186.570	490.704	249.839
Dividendos a receber	25.a.1	1.283.421	1.251.049	-	325.000
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13.a.1	-	-	54.670	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	34.844	74.532
Depósitos vinculados	5	28.130	26.214	37.274	36.177
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	395.040	377.543
Ativo de contrato	7	-	-	646.028	615.096
Outros ativos circulantes	8	167.441	582.034	402.090	842.084
		4.119.499	**5.817.454**	**7.193.813**	**8.908.874**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	4.577	4.577	4.577
		4.124.076	**5.822.031**	**7.198.390**	**8.913.451**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13.a.1	55.305	12.921	55.305	12.921
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	7.289	30.110
Depósitos vinculados	5	13.545	11.992	360.682	322.021
Depósitos judiciais	17.b	59.469	54.656	72.591	59.005
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	3.070.039	2.955.998
Ativo de contrato	7	-	-	7.028.394	6.214.341
Outros ativos não circulantes	8	638.351	206.108	793.486	348.381
		766.670	**285.677**	**11.387.786**	**9.942.777**
Investimentos	**9**	**22.555.147**	**14.334.273**	**1.250.625**	**2.713.065**
Imobilizado	**10**	**3.084.093**	**3.269.513**	**25.186.537**	**16.563.397**
Intangível	**11**	**2.071.481**	**2.161.811**	**5.088.963**	**4.091.783**
		28.477.391	**20.051.274**	**42.913.911**	**33.311.022**
TOTAL DO ATIVO		**32.601.467**	**25.873.305**	**50.112.301**	**42.224.473**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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 2024 E 31 DE DEZEMBRO DE 2023
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	12	306.783	161.705	1.099.881	828.865
Dividendos e juros sobre o capital próprio	21	1.534.579	411.443	1.595.587	411.578
Instrumentos de dívida	14	1.659.643	1.567.635	2.620.932	2.549.863
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15.a	789.209	754.774	796.725	762.588
Obrigações fiscais e regulatórias	18.b	104.347	99.929	465.332	319.916
Obrigações trabalhistas	16.a	128.624	133.767	130.989	136.387
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	29.139	64.008
Provisões	17.a	5.531	950	5.819	951
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.b	32.284	34.127	32.284	34.127
Outros passivos circulantes	19	51.580	171.343	496.338	1.005.382
		4.612.580	**3.335.673**	**7.273.026**	**6.113.665**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Instrumentos de dívida	14	10.193.871	7.274.255	21.514.004	18.127.381
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13.a.4	-	-	6.986	23.004
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15.a	4.515.743	4.601.816	4.572.379	4.657.314
Provisões	17.a	209.364	223.773	598.429	507.607
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16.b	231.977	366.076	231.977	366.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	1.148.371	1.016.211	2.519.353	2.087.298
Outros passivos não circulantes	19	422.860	192.730	1.115.749	525.918
		16.722.186	**13.674.861**	**30.558.877**	**26.294.598**
TOTAL DO PASSIVO		**21.334.766**	**17.010.534**	**37.831.903**	**32.408.263**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	20.b	4.902.648	4.902.648	4.902.648	4.902.648
Reservas de capital	20.c	(176.543)	(176.543)	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	20.d	6.386.073	3.950.408	6.386.073	3.950.408
Dividendos adicionais propostos	21.a	348.033	721.661	348.033	721.661
Ajustes de avaliação patrimonial	20.e	(193.510)	(535.403)	(193.510)	(535.403)
		11.266.701	**8.862.771**	**11.266.701**	**8.862.771**
Participação de acionistas não controladores	20.f	-	-	1.013.697	953.439
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**11.266.701**	**8.862.771**	**12.280.398**	**9.816.210**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**32.601.467**	**25.873.305**	**50.112.301**	**42.224.473**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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 2024 E 2023
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	22	**4.605.289**	**4.732.619**	**11.218.635**	**10.747.784**
CUSTOS OPERACIONAIS	23.a	**(2.579.573)**	**(1.855.545)**	**(5.112.053)**	**(4.840.645)**
LUCRO BRUTO		**2.025.716**	**2.877.074**	**6.106.582**	**5.907.139**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	23.b	(55.568)	(57.580)	(64.610)	(57.921)
Despesas gerais e administrativas	23.b	(429.453)	(364.262)	(443.460)	(374.091)
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	10	-	1.205.158	45.061	1.198.494
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	9.e.3	1.336.133	-	1.336.133	-
Alienação de subsidiária	9.g	15.915	(1.248.923)	15.915	(1.287.320)
Outras despesas operacionais, líquidas		(11.642)	(5.084)	(27.685)	(19.120)
		855.385	**(470.691)**	**861.354**	**(539.958)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	9.b	3.238.937	2.571.963	714.115	993.117
Amortização da mais valia	9.c	(2.040)	(2.540)	-	-
		3.236.897	**2.569.423**	**714.115**	**993.117**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**6.117.998**	**4.975.806**	**7.682.051**	**6.360.298**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	24	367.519	185.091	622.113	448.980
Despesas financeiras	24	(1.063.209)	(772.519)	(1.842.511)	(1.813.081)
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	24	(746.378)	(589.931)	(755.682)	(598.897)
		(1.442.068)	**(1.177.359)**	**(1.976.080)**	**(1.962.998)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**4.675.930**	**3.798.447**	**5.705.971**	**4.397.300**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	18.d	(306.488)	2.587	(996.255)	(325.247)
Diferido	18.d	(90.093)	(371.479)	(406.875)	(642.993)
		(396.581)	**(368.892)**	**(1.403.130)**	**(968.240)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**4.279.349**	**3.429.555**	**4.302.841**	**3.429.060**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		4.279.349	3.429.555	4.279.349	3.429.555
Acionistas não controladores		-	-	23.492	(495)
		4.279.349	**3.429.555**	**4.302.841**	**3.429.060**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		**5,24476**	**4,20326**	**5,24476**	**4,20326**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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 2024 E 2023
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2024	2023	2024	2023
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**4.279.349**	**3.429.555**	**4.302.841**	**3.429.060**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b	123.726	(145.326)	123.726	(145.326)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	(42.067)	49.411	(42.067)	49.411
		81.659	**(95.915)**	**81.659**	**(95.915)**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Ganhos (perdas) não realizados originados no exercício	13.a.2	-	-	431.289	(332.257)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		431.289	(332.257)	-	-
(Perdas) ganhos não realizados originados no exercício de controlada em conjunto	9	(133.720)	78.525	(133.720)	78.525
		297.569	**(253.732)**	**297.569**	**(253.732)**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**4.658.577**	**3.079.908**	**4.682.069**	**3.079.413**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		4.658.577	3.079.908	4.658.577	3.079.908
Acionistas não controladores		-	-	23.492	(495)
		4.658.577	**3.079.908**	**4.682.069**	**3.079.413**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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 2024 E 2023

(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 dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido consolidado
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**
Transações com partes relacionadas - Aquisição de subsidiária		-	(19.800)	-	-	-	-	-	-	-	**(19.800)**	-	**(19.800)**
Aporte de capital de acionistas minoritários		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	951.759	**951.759**
Dividendos adicionais	21.d	-	-	-	-	-	(1.455.160)	-	-	-	**(1.455.160)**	(1.340)	**(1.456.500)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	3.429.555	-	-	**3.429.555**	(495)	**3.429.060**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(95.915)	**(95.915)**	-	**(95.915)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13.a.2/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(332.257)	**(332.257)**	-	**(332.257)**
Participação em controlada em conjunto	9.b	-	-	-	-	-	-	-	-	78.525	**78.525**	-	**78.525**
Dividendos e JCP prescritos	21.a	-	-	-	-	-	-	6.295	-	-	**6.295**	-	**6.295**
Realização do custo atribuído	21.a	-	-	-	-	-	-	39.530	(39.530)	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
-Reserva de incentivos fiscais	21.a	-	-	-	8.735	-	-	(8.735)	-	-	-	-	-
-Dividendos intercalares	21.a	-	-	-	-	-	-	(767.200)	-	-	**(767.200)**	-	**(767.200)**
-Dividendos mínimos obrigatórios	21.a	-	-	-	-	-	-	(272.794)	-	-	**(272.794)**	(135)	**(272.929)**
-Juros sobre o capital próprio (JCP)	21.a	-	-	-	-	-	-	(145.000)	-	-	**(145.000)**	-	**(145.000)**
-Dividendos adicionais propostos	21.a	-	-	-	-	-	721.661	(721.661)	-	-	-	-	-
-Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.559.990	-	(1.559.990)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2023		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**282.471**	**2.687.407**	**721.661**	**-**	**251.492**	**(786.895)**	**8.862.771**	**953.439**	**9.816.210**
Participação dos acionistas não controladores em subsidiárias adquiridas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.431	**48.431**
Dividendos adicionais	21.d	-	-	-	-	-	(721.661)	-	-	-	**(721.661)**	(1.333)	**(722.994)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	4.279.349	-	-	**4.279.349**	23.492	**4.302.841**
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	81.659	**81.659**	-	**81.659**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13.a.2/20.d.2	-	-	-	-	-	-	-	-	431.289	**431.289**	-	**431.289**
Participação em controlada em conjunto	9.b	-	-	-	-	-	-	-	-	(133.720)	**(133.720)**	-	**(133.720)**
Dividendos e JCP prescritos	21.a	-	-	-	-	-	-	16.934	-	-	**16.934**	-	**16.934**
Realização do custo atribuído	21.a	-	-	-	-	-	-	37.335	(37.335)	-	-	-	-
Destinações propostas à AGO:													
-Reserva de incentivos fiscais	21.a	-	-	-	553	-	-	(553)	-	-	-	-	-
-Dividendos intercalares	21.a	-	-	-	-	-	-	(932.807)	-	-	**(932.807)**	-	**(932.807)**
-Dividendos mínimos obrigatórios	21.a	-	-	-	-	-	-	(367.113)	-	-	**(367.113)**	(10.332)	**(377.445)**
-Juros sobre o capital próprio (JCP)	21.a	-	-	-	-	-	-	(250.000)	-	-	**(250.000)**	-	**(250.000)**
-Dividendos adicionais propostos	21.a	-	-	-	-	-	348.033	(348.033)	-	-	-	-	-
-Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	2.435.112	-	(2.435.112)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.12.2024		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**283.024**	**5.122.519**	**348.033**	**-**	**214.157**	**(407.667)**	**11.266.701**	**1.013.697**	**12.280.398**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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 2024 E 2023
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2024	2023	2024	2023
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		4.675.930	3.798.447	5.705.971	4.397.300
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:					
Resultado de participações societárias	9.b	(3.236.897)	(2.569.423)	(714.115)	(993.117)
Depreciação e amortização	10/11/12.a.1	423.413	421.357	1.072.024	924.259
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	10	-	(1.205.158)	(45.061)	(1.198.494)
Juros e variação monetária	24	1.098.690	713.422	1.782.033	1.683.893
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	24	746.378	589.931	755.682	598.897
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	9.e.g	(1.336.133)	-	(1.336.133)	-
Alienação de subsidiária	9.g	(15.915)	1.248.923	(15.915)	1.287.320
Repactuação do risco hidrológico	11.a.1	-	-	-	(114.508)
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	13/14	(100.084)	2.116	(100.084)	3.443
Remuneração de ativo financeiro de concessão	6	-	-	(498.797)	(467.748)
Remuneração de ativo de contrato	7	-	-	(934.643)	(831.388)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	7	-	-	(499.463)	(236.755)
Perdas por ineficiência na construção	7	-	-	3.231	538
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidas	13	-	-	11.622	16.477
Outros		(7.822)	5.767	21.615	128.238
Lucro antes dos tributos ajustado		**2.247.560**	**3.005.382**	**5.207.967**	**5.198.355**
(Aumento) redução nos ativos					
Contas a receber de clientes		(54.813)	37.818	(51.716)	28.947
Crédito de imposto de renda e contribuição social		(5.703)	17.461	(36.878)	4.540
Depósitos vinculados e judiciais		15.757	24.993	13.012	17.641
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	367.259	354.484
Ativo de contrato	7	-	-	611.231	628.560
Outros ativos		28.166	(24.950)	83.398	(203.084)
(Redução) aumento nos passivos					
Fornecedores		132.599	1.882	40.313	(41.032)
Obrigações fiscais e regulatórias		(13.555)	19.868	(18.822)	19.709
Obrigações trabalhistas		(5.143)	(16.441)	(5.398)	(17.627)
Obrigações com benefícios de aposentadoria		(45.078)	(49.769)	(45.078)	(49.770)
Outros passivos		(7.680)	5.146	374.443	126.800
Caixa gerado pelas operações		**2.292.110**	**3.021.390**	**6.539.731**	**6.067.523**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	13/14	(590.079)	(487.834)	(1.377.917)	(1.120.733)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(518.471)	(102.154)	(1.007.572)	(360.848)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		**1.183.560**	**2.431.402**	**4.154.242**	**4.585.942**

Continua na próxima página

Continuação

		Controladora		Consolidado	
		2024	2023	2024	2023
Atividades de investimento					
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto		2.721.134	2.170.211	937.500	1.040.000
Aumento de capital em controladas	9.b	(8.905.224)	(1.230.434)	-	-
Redução de capital em controladas	9.b	-	66.510	-	-
Aquisição de subsidiárias	9.f	-	-	(2.361.046)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	9.f	-	-	271.494	-
Recebimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	9.e.3	2.766.468	-	2.766.468	-
Recebimento pela alienação de subsidiárias, líquido dos custos de venda		52.679	36.482	52.679	36.482
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada		-	-	(19.873)	(107.999)
Aplicação no imobilizado e no intangível	10/11	(150.478)	(137.960)	(6.646.060)	(2.565.799)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	19	-	-	(104.225)	(10.191)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	15	(798.016)	(426.788)	(806.480)	(434.947)
Outros		(960)	40	(961)	40
Caixa líquido das atividades de investimento		**(4.314.397)**	**478.061**	**(5.910.504)**	**(2.042.414)**
Atividades de financiamento					
Ingresso de instrumentos de dívida	14	4.199.852	3.134.517	4.016.631	3.450.536
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de *hedge*	13/14	(1.526.579)	(736.525)	(2.462.243)	(1.497.918)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	21	(1.132.532)	(2.377.950)	(1.133.999)	(2.379.596)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida		(416)	(22)	38.864	(48.429)
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquido dos custos de emissão		-	-	-	951.759
Caixa líquido das atividades de financiamento		**1.540.325**	**20.020**	**459.253**	**476.352**
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa		**(1.590.512)**	**2.929.483**	**(1.297.009)**	**3.019.880**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa					
Saldo inicial	3	3.250.488	321.005	5.255.767	2.235.887
Saldo final	3	1.659.976	3.250.488	3.958.758	5.255.767
(Redução) aumento de caixa e equivalentes de caixa		**(1.590.512)**	**2.929.483**	**(1.297.009)**	**3.019.880**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 29 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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 2024 E 2023
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	5.113.474	5.245.901	10.199.306	10.158.470
Remuneração de ativo de contrato	-	-	934.643	831.388
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	498.797	467.748
Receita de construção de geração	-	-	6.529.437	2.501.364
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	499.463	236.755
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	1.336.133	-	1.336.133	-
Alienação de subsidiária	15.915	(1.248.923)	15.915	(1.287.320)
Outras despesas operacionais, líquidas	(11.642)	(5.084)	(27.685)	(19.120)
	6.453.880	**3.991.894**	**19.986.009**	**12.889.285**
(-) Insumos				
Compras de energia	(1.125.873)	(498.563)	(1.563.232)	(1.927.007)
Materiais e serviços de terceiros	(314.546)	(226.649)	(707.205)	(568.183)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(439.686)	(439.954)	(706.434)	(668.063)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(26.664)	(80.020)	(133.521)	(200.695)
Seguros	(48.562)	(36.655)	(123.757)	(89.436)
Combustíveis para a produção de energia	-	-	-	(66.032)
Custos com construção de usinas	-	-	(6.059.726)	(2.136.424)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(462.567)	(228.289)
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	1.205.158	45.061	1.198.494
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	114.508
Outros	(74.532)	(85.897)	(100.261)	(101.533)
	(2.029.863)	**(162.580)**	**(9.811.642)**	**(4.672.660)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**4.424.017**	**3.829.314**	**10.174.367**	**8.216.625**
Depreciação e amortização	(423.413)	(421.357)	(1.072.024)	(924.259)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**4.000.604**	**3.407.957**	**9.102.343**	**7.292.366**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	367.519	185.091	622.113	448.980
Resultado de participações societárias	3.236.897	2.569.423	714.115	993.117
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**7.605.020**	**6.162.471**	**10.438.571**	**8.734.463**

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2024	%	2023	%	2024	%	2023	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	231.056	2,9	203.772	3,3	264.396	2,5	240.447	2,8
Benefícios	68.018	0,9	60.274	1,0	76.594	0,7	70.704	0,8
Participação nos resultados	35.858	0,5	33.238	0,5	41.049	0,4	38.464	0,4
FGTS	15.024	0,2	14.139	0,3	17.000	0,2	17.257	0,2
	349.956	**4,5**	**311.423**	**5,1**	**399.039**	**3,8**	**366.872**	**4,2**
Do governo								
Impostos federais	904.016	11,9	853.173	13,8	2.319.186	22,2	1.891.097	21,7
Impostos estaduais	21.063	0,3	11.419	0,2	22.719	0,2	13.196	0,2
Impostos municipais	4.575	0,1	4.258	0,1	5.391	0,1	5.180	0,1
Encargos setoriais	236.657	3,1	192.744	3,1	309.838	3,0	253.735	2,9
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	746.378	9,8	589.931	9,6	755.682	7,3	598.897	6,7
	1.912.689	**25,2**	**1.651.525**	**26,8**	**3.412.816**	**32,8**	**2.762.105**	**31,6**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	1.039.735	13,7	753.411	12,2	1.716.073	16,4	1.717.507	19,7
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	469.711	4,5	364.940	4,1
Aluguéis	2.275	-	1.438	-	21.367	0,2	10.480	0,1
Outras despesas financeiras	21.016	0,3	15.119	0,2	116.724	1,2	83.499	1,0
	1.063.026	**14,0**	**769.968**	**12,4**	**2.323.875**	**22,3**	**2.176.426**	**24,9**
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	553	-	8.735	0,1	553	-	8.735	0,1
Reserva de retenção de lucros	2.435.112	32,0	1.559.990	25,3	2.435.112	23,3	1.559.990	17,9
Dividendos	1.647.953	21,7	1.761.655	28,6	1.647.953	15,8	1.761.655	20,2
Juros sobre o capital próprio	250.000	3,3	145.000	2,4	250.000	2,4	145.000	1,7
Realização do custo atribuído	(37.335)	(0,5)	(39.530)	(0,6)	(37.335)	(0,4)	(39.530)	(0,5)
Dividendos e JCP prescritos	(16.934)	(0,2)	(6.295)	(0,1)	(16.934)	(0,2)	(6.295)	(0,1)
Acionista não controladores	-	-	-	-	23.492	0,2	(495)	-
	4.279.349	**56,3**	**3.429.555**	**55,7**	**4.302.841**	**41,1**	**3.429.060**	**39,3**
	7.605.020	**100,0**	**6.162.471**	**100,0**	**10.438.571**	**100,0**	**8.734.463**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

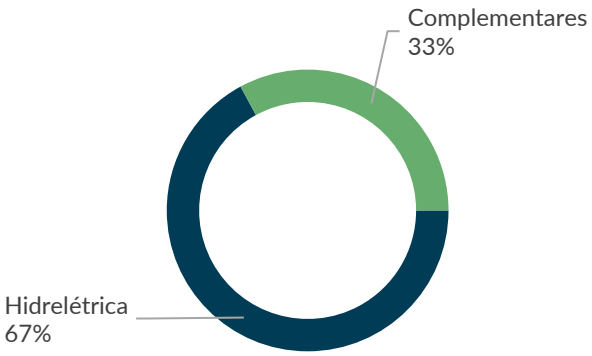
NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

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 26 – 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 5,3%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.12.2024, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 9.555,7 MW própria, conforme subdivisão mostrada abaixo. A garantia física para fins de comercialização era de 4.661,3 MW médios, dos quais 358,6 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. A capacidade instalada da Companhia é distribuída conforme a seguir.



Em 31.12.2024, o parque gerador em operação da Companhia era composto por **115 usinas**, sendo:

11	75	2	25	2
hidrelétricas ("UHE")	parques eólicos	à biomassa	solares fotovoltaicas	pequenas centrais hidrelétricas ("PCH")

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

a) Concessões e autorizações

Em 31.12.2024, 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 - EBE	Vencimento da concessão[2]	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
UHE Salto Santiago	ENGIE	Privatização	1.420	702	09.1998	11.2030	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Salto Osório	ENGIE	Privatização	1.091	487	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Passo Fundo	ENGIE	Privatização	226	108	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Itá	ENGIE / Itasa	Privatização	1.450[1]	705[1]	10.1995	12.2032	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Machadinho	ENGIE	Privatização	1.140[1]	520[1]	07.1997	10.2035	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Cana Brava	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	450	248	08.1998	12.2035	IGP-M até set/2021 e IPCA a partir de out/2021	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Ponte de Pedra	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	176	128	10.1999	03.2037	IGP-M	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE São Salvador	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	243	141	04.2002	06.2040	IGP-M até jun/2007 e IPCA a partir de jul/2007	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Estreito	CEE	UBP para Geração de Energia Elétrica	1.087[1]	610[1]	12.2002	02.2047	IGP-M até out/2011 e IPCA a partir de nov/2011	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Jaguara	Jaguara	Regime de Cotas	424	324	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11
UHE Miranda	Miranda	Regime de Cotas	408	188	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11

(1) Valores totais, incluindo montante referente às demais empresas nos consórcios.
(2) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis nº 13.360/2016, 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
Graúna	ETP II	Deságio da RAP	943 km	4	12.2024	12.2054	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Asa Branca	ETP II	Deságio da RAP	1.006 km	-	09.2023	09.2053	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Gralha Azul	ETP II	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
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	EBE	Deságio da RAP	1 km	Ampliação em subestação de terceiros	09.2022	09.2052	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7

a.3) Participação da ENGIE e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Referência nota
UHE Itá	1.127	529	9
UHE Machadinho	415	143	9
UHE Estreito	436	244	9

Para o Consócio Machadinho, no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 11 - Intangível, a Companhia possui 100% da garantia física da usina.

a.4) Autorizações

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Extensão (km)	Estações de compressão	Início da autorização	Vencimento da autorização	Referência nota
Gasodutos						
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500	11[1]	06.2019	Prazo indeterminado	9

(1) A TAG possui 11 estações próprias de compressão.

A TAG opera seus atuais gasodutos sob o regime de autorização, cujo prazo de vencimento de 2039 a 2041, foi ratificado pela Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”). A Nova 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.

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	17	04.2000	04.2030[3]	Transferência parceiro[3]	10 e 11
Ferrari	Ferrari Termoelétrica	72	26	07.2007	07.2042[3]	Transferência parceiro[3]	10 e 11
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
Usinas eólicas (EOL)							
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	97	09.2011 e 01.2015[2]	09.2041 e 01.2045[2]	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054	Desmobilização	10 e 11
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	Não operacional	Não operacional	10 e 11
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4	-	02.2021	Não operacional	Não operacional	10 e 11
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11, 13, 15-16,18	Umburanas Eólicas	233	141	08.2014	08.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Santo Agostinho 1-6,13,14,17,18,21 e 25-27	SPEs do Conjunto	434	224	05.2021	05.2056	Desmobilização	10 e 11
EOL Serra do Assuruá 1,8,9,11,13-15,17-21,23 e 24	SPEs do Conjunto	491	248	11.2021	11.2056	Desmobilização	10 e 11
Usinas eólicas (EOL) – Em construção							
EOL Serra do Assuruá 2-7,10,12,16 e 22	SPEs do Conjunto	356	163	11.2021	11.2056	Em desenvolvimento	10 e 11

(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.
(3) Os ativos serão transferidos para os parceiros ao término do consórcio juntamente com a autorização, 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, o qual será estendido até que todas as previsões contratuais sejam cumpridas. Para Ferrari, o prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão

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 fotovoltaicas							
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,2	04.2014	Não operacional	Não operacional	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	SPEs do Conjunto	132	34	04.2016, 05.2016 e 06.2016	04.2051, 05.2051 e 06.2056[1]	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Floresta	SPEs do Conjunto	86	25	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Lar do Sol[2]	SPEs do Conjunto	198	53[3]	04.2019	04.2054	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Juazeiro[2]	SPEs do Conjunto	120	35	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sertão Solar (Barreiras)[2]	SPEs do Conjunto	95	26	07.2018	07.2053	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sol do Futuro[2]	SPEs do Conjunto	81	16	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto São Pedro[2]	SPEs do Conjunto	54	16	03.2016	03.2051	Desmobilização	10 e 11
Usinas solares fotovoltaicas - Em construção							
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1 a 16	SPEs do Conjunto	752	229	02.2022	02.2057	Em desenvolvimento	10 e 11

(1) O Conjunto Fotovoltaico Paracatu é constituído por 4 SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação.
(2) Aquisição de subsidiárias, mais informações vide Nota 9 - Investimentos.
(3) As Usinas pertencentes ao Conjunto Lar do Sol não possuem garantia física declarada, portanto suas capacidades comerciais são baseadas na geração prevista.

A Companhia possui 22,9 MW e 11,6 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, monitoramento, 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 financeiras 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 geração, 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.

Principais eventos societários e operacionais

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no exercício de 2024 foram estes:

b) *Ratings* da Companhia

Abaixo seguem avaliações de *ratings* efetuadas por agências de classificação de risco no decorrer de 2024:

Empresa	Agência	*Rating*	Classificação	Data
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	09.02.2024
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo - 6ª, 7ª, 9ª, 10ª e 11ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	09.02.2024
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	12ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	05.06.2024
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	13ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	23.09.2024
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB+' com perspectiva estável	09.02.2024
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva estável	09.02.2024

c) Alienação de participação acionária da TAG

Em 10.01.2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes celebradas no contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG. O preço de venda foi de R$ 2.780 milhões, já ajustado em virtude da distribuição de dividendos em dezembro de 2023, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% do capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

d) Aquisição de Conjuntos Fotovoltaicos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 27.10.2023, aprovou a assinatura do contrato de aquisição dos conjuntos fotovoltaicos pela ECP, controlada direta da Companhia. Em 28.10.2023 a ECP e GIP Helios II S.A. ("GIP") assinaram contrato de compra e venda de ações que regula a aquisição da totalidade das ações de emissão da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A. (Atlas Brasil) e da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A. (Atlas Brasil 2") e, por consequência, das ações de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos") detidas pela Atlas.

Em 06.03.2024 após a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação de aquisição. A capacidade instalada e a capacidade comercial dos parques totalizavam 548 MW médios e 146,1 MW médios, respectivamente. O valor de aquisição foi de R$ 2.361 milhões, sendo: (i) 1.204 milhões – relativo ao valor contábil dos ativos líquidos adquiridos; e (ii) R$ 1.157 milhões – decorrente da diferença entre a contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos, registrado na rubrica "Direito de uso de ativos" no Intangível e Imobilizado. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

e) Indenização – Santo Agostinho

Em decorrência do descumprimento de condições contratuais incorridas pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, foram aplicadas penalidades previstas em contrato visando cobrir os danos do atraso de conclusão da obra. Dessa forma, no segundo trimestre de 2024, o montante de R$ 262 milhões foi reconhecido na rubrica "Indenizações", sendo esse montante apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação.

f) Conclusão da implantação do Sistema de Transmissão Gavião Real

Em julho de 2024, o Sistema de Transmissão Gavião Real entrou em operação a partir da energização completa de sua subestação, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12.07.2024. O projeto foi arrematado no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, localizado no estado do Pará (PA), é composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138kV para atendimento da rede de distribuição de energia naquele estado.

g) Emissões de debêntures

A Companhia realizou duas emissões de debêntures ao longo do exercício de 2024, com o objetivo de formar capital de giro para financiar a implementação do seu plano de negócios.

g.1) 12ª emissão de debêntures

Em 03.07.2024, ocorreu a liquidação financeira da 12ª emissão de debêntures simples pela Controladora, no valor total de R$ 2.000 milhões, em 3 séries. E, concomitantemente, foi contratada operação de proteção (*swap*), com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da Série 1. Posteriormente, em 05.09.2024, foi contratada operação de proteção (*swap*), com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da Série 2. Mais informações vide Nota 14 –Instrumentos de dívida.

g.2) 13ª emissão de debêntures

Em 04.10.2024, ocorreu a liquidação financeira da 13ª emissão de debêntures simples pela Controladora, no valor total de R$ 1.500 milhões, em série única. E, concomitantemente, foi contratada operação de proteção (*swap*), com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da emissão. Mais informações vide Nota 14 – Instrumentos de dívida.

h) Início da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá

Em 06.08.2024 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial de 15 unidades do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Em 31.12.2024, 11 parques eólicos do Conjunto entraram em operação comercial, levando o conjunto a um total de 109 unidades em operação. O Conjunto Eólico Serra do Assuruá, está localizado em Gentio do Ouro (BA), e será composto por 24 parques eólicos, com 188 aerogeradores e capacidade instalada total de 846 MW.

i) Participação no Leilão de Transmissão nº 02/2024

Em 27.09.2024, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1, localizado nos estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo, que prevê a instalação de cerca de 780 km de linha transmissão, compreendendo seis linhas de transmissão, duas subestações e um seccionamento novos, e continuidade na prestação de serviços de quatro linhas e duas subestações existentes. A RAP apresentada pela Companhia foi de R$ 252 milhões, com deságio de 48,14% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 486 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, contado da data de assinatura do Contrato de Concessão, que ocorreu em 09.12.2024.

j) Efeitos do evento climático ocorrido no Estado do Rio Grande do Sul

A Companhia não identificou impactos relevantes na operação de suas usinas e nos contratos com seus clientes vinculados aos eventos climáticos ocorridos no Estado do Rio Grande do Sul. Adicionalmente, a Companhia não identificou efeitos significativos no resultado do exercício findo em 31.12.2024 que possam comprometer a capacidade operacional e a continuidade da Companhia.

NOTA 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

a) Base de preparação

As demonstrações financeiras 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 financeiras da controladora impactam o investimento pelas normas contábeis brasileiras, enquanto não há previsão desta contabilização nas demonstrações financeiras individuais de acordo com as IFRS.

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

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações financeiras 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 financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

d) Base de consolidação

As demonstrações financeiras 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 financeiras individuais, os investimentos da Companhia são contabilizados com base no método da equivalência patrimonial.

As datas das demonstrações financeiras 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 (%)	
			31.12.2024	31.12.2023
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")[12]	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	99,99
ENGIE Comercializadora de Gás Ltda ("ECG")	ENGIE	Gás	99,90	99,90
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. ("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	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[9]	ECP	Geração	87,66	87,66
Santo Agostinho Participações S.A.[2] e controladas[3 e 9]	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Energia Solar Holding I[2] e controladas[5]	ECP	Geração	100	-
ENGIE Energia Solar Holding II[2] e controladas[5]	ECP	Geração	100	-
Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect")[2] e controladas[3]	ECP	Geração	99,99	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
Gralha Azul Participações S.A. ("GAP")[2] e controlada[3]	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Asa Branca Transmissora de Energia S.A.	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Graúna Transmissora de Energia S.A. ("Graúna")[11]	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 9.
(4) Inclui o Consórcio Itá.
(5) Aquisição de subsidiárias - para maiores informações vide Nota 1, subitem d.
(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 de Safira Transmissão de Energia Participações S.A. ("Safira").
(12) Alienação de subsidiária – para maiores informações vide Nota 9, subitem g.

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 financeiras 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 financeiras da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

As controladas indiretas Ibitiúva, Lar do Sol e Maracanã são consolidadas integralmente. A participação do acionista não controlador em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados consolidados. Mais informações vide Nota 9 – Investimentos, subitem b.1.1 – acionistas não controladores

Adicionalmente, em 31.12.2024 a Companhia detinha participação de 17,5% no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 9 – 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 financeiras, 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	13 e 14
Determinação da vida útil do ativo imobilizado e intangível	10 e 11
Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração	10 e 11
Margem de construção de ativo de contrato	7
Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos	18
Taxa de desconto aplicada nas obrigações com benefícios de aposentadoria	16
Taxa de desconto aplicada no ativo financeiro de concessão	6
Taxa de desconto aplicada nas concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15
Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo	22 e 23
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	17
Provisão para desmobilização de ativos de geração	17

f.1) Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações financeiras. 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) 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.5) 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.6) 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.7) 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 novos pronunciamentos e revisões às normas existentes, aplicáveis a partir de 01.01.2024. 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)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 23				
Pronunciamentos Técnicos CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis; e CPC 06 (R2) – Arrendamentos.	IAS 1, IAS 7, IFRS 7 e IFRS 16	04.08.2023	01.01.2024	Sem impactos relevantes.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 24				
Em decorrência das alterações de Reforma Tributária Internacional - Regras Modelo do Pilar Dois e Acordos de Financiamento de Fornecedores, foram realizadas alterações em Pronunciamentos Técnicos CPC 03 (R2) – demonstração dos fluxos de caixa. CPC 32 – tributos sobre o lucro e CPC 40 (R1) – instrumentos financeiros (evidenciação).	IAS 12	01.12.2023	A vigência dessas alterações será estabelecida pelos órgãos reguladores que as aprovarem.	Sem impactos relevantes.

h) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 27				
Contempla as alterações trazidas pelo *Lack of Exchangeability* emitido pelo IASB, com alterações no Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2) - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis e no CPC 37 (R1) - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade.	IAS 21	05.07.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Orientação Técnica OCPC nº 10 A OCPC 10 trata dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação de créditos de carbono (tCO2e), permissões de emissão (*allowances*) e créditos de descarbonização (CBIO) a serem observados pelas entidades na originação e aquisição para cumprimento de metas de descarbonização (aposentadoria) ou negociação, bem como dispor sobre os passivos associados, sejam eles decorrentes de obrigações legais ou não formalizadas, conforme definido no CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	n/a[2]	18.10.2024	01.01.2025	A Companhia está atualmente avaliando o impacto que as alterações terão na prática atual.
Pronunciamento Técnico CPC nº 18 (R3) e Interpretação Técnica ICPC nº 09 (R3) As alterações ao Pronunciamento Técnico CPC 18 (R3) e à Interpretação Técnica ICPC 09 (R3), tiveram como objetivo o alinhamento das normativas contábeis brasileiras com os padrões internacionais emitidos pelo IASB.	IAS 28	02.08.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.
IFRS 9 e IFRS 7 O IASB emitiu emenda aos IFRS 9 e IFRS 7 com alterações específicas na norma para abranger os contratos de eletricidade relacionada à natureza (fontes eólicas e solares).	n/a[1]	n/a[1]	01.01.2026	Sem impactos relevantes.
Pronunciamentos Técnicos CBPS nº 01 CBPS nº02 Os novos pronunciamentos abordam os requisitos e as diretrizes relacionados à sustentabilidade corporativa, alinhando-se aos padrões internacionais estabelecidos pelo IFRS S1 e IFRS S2. Essas normas visam promover maior transparência e padronização na divulgação de informações ambientais, sociais e de governança (ESG), bem como os impactos financeiros relacionados ao clima.	IFRS S1 e IFRS S2	12.09.2024	01.01.2026	A Companhia está atualmente avaliando o impacto que as novas normas terão na prática atual.
IFRS 18 A IFRS 18 substitui a IAS 1 – Apresentação das Demonstrações Financeiras, transportando diversas das exigências na IAS 1 não alteradas e complementando-as com as novas exigências. Além disso, alguns parágrafos da IAS 1 foram movidos para a IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e IFRS 7 – Instrumentos Financeiros: Divulgações. O IASB, também implementou pequenas alterações na IAS 7 – Demonstração do Fluxo de Caixa e IAS 33 – Lucro por Ação.	n/a[1]	n/a[1]	01.01.2027	A Companhia está atualmente avaliando o impacto que a nova norma terá na prática atual.
IFRS 19 A IFRS 19 permite que entidades elegíveis optem por aplicar seus requisitos de divulgação reduzidos enquanto ainda aplicam os requisitos de reconhecimento, mensuração e apresentação em outros padrões contábeis IFRS.	n/a[1]	n/a[1]	01.01.2027	A Companhia está atualmente avaliando o impacto que a nova norma terá na prática atual.

(1) Alterações sem correspondente direto nas normas brasileiras.
(2) Sem correspondente direto nas normas internacionais.

i) Aprovação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 20.02.2025.

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 financeiras. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e depósitos bancários à vista	**19.575**	**7.678**	**231.682**	**123.494**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	1.255.795	3.242.206	3.053.381	5.076.800
Outras aplicações financeiras	384.606	604	673.695	55.473
	1.640.401	**3.242.810**	**3.727.076**	**5.132.273**
	1.659.976	**3.250.488**	**3.958.758**	**5.255.767**

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 31.12.2024, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2024 e 2023 foi de cerca de 99,6% e 99,7% do CDI (taxa referencial), respectivamente.

NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

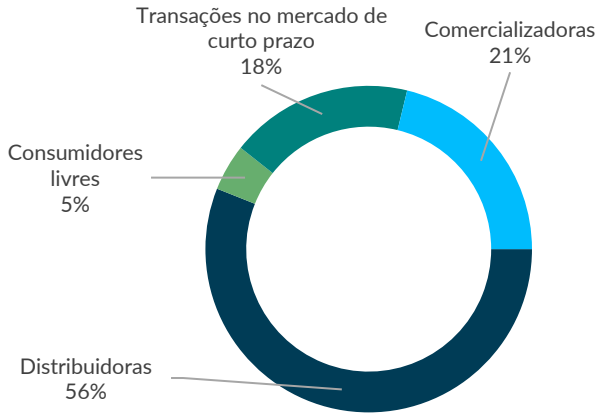
Prática contábil:

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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Distribuidoras	326.464	309.313	532.420	478.301
Consumidores livres	27.011	31.901	337.207	356.936
Transações no mercado de curto prazo	105.872	70.763	116.097	103.392
Encargos de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	94.518	77.046
Comercializadoras	123.882	115.302	75.995	66.452
Operações de *trading*	-	-	17.903	38.172
Outros	-	-	22.661	21.650
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.180)	(6.180)	(22.396)	(9.113)
Ativo circulante	**577.049**	**521.099**	**1.174.405**	**1.132.836**
Consumidores livres	-	-	5.338	5.369
Distribuidoras	748	748	2.597	748
Ativo não circulante[1]	**748**	**748**	**7.935**	**6.117**
	577.797	**521.847**	**1.182.340**	**1.138.953**

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

Controladora[2]



Consolidado[2]

(2) Os valores referentes à provisão para perda de crédito esperado representam 1% do valor total da controladora e 2% 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, 21 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	
	31.12.2024	**31.12.2023**	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Vencidos até 30 dias	365	-	3.203	6.759
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.180	6.180	22.396	9.113
Outros	1	39	27.857	22.183
	6.546	**6.219**	**53.456**	**38.055**

A Companhia reconheceu R$ 13.283 de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa em 31.12.2024. A mutação dos saldos, referente às perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, é a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2022 e 31.12.2023	**(6.180)**	**(9.113)**
Provisão	-	(13.283)
Saldos em 31.12.2024	**(6.180)**	**(22.396)**

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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Garantias de posição devedora na CCEE	23.050	21.134	24.957	23.017
Depósitos para reinvestimento	5.080	5.080	7.391	13.152
Garantias de financiamento	-	-	4.926	8
Ativo circulante	**28.130**	**26.214**	**37.274**	**36.177**
Garantias de financiamento	13.545	11.992	352.443	314.463
Outros	-	-	8.239	7.558
Ativo não circulante	**13.545**	**11.992**	**360.682**	**322.021**
	41.675	**38.206**	**397.956**	**358.198**

a) Garantias de financiamento

As garantias de financiamento apresentadas no circulante, são relacionadas aos resultados positivos gerados nas operações de liquidação de *swap*. Com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira, decorrentes de empréstimos internacionais cujos *swaps* vinculados foram liquidados, a Companhia contratou instrumentos derivativos *Non-Deliverable Forward* (NDF), e depositou em garantia o montante do resultado gerado nas liquidações. Mais informações acerca desta liquidação vide Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

As garantias de financiamento apresentadas no não circulante 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.

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 11 – Intangível, de aproximadamente 6 meses, não gerou direitos adicionais de recebimento de RBO.

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
UHE Jaguara	245.084	1.904.673	2.149.757	234.229	1.833.921	2.068.150
UHE Miranda	149.956	1.165.366	1.315.322	143.314	1.122.077	1.265.391
	395.040	**3.070.039**	**3.465.079**	**377.543**	**2.955.998**	**3.333.541**

b) Mutação do ativo financeiro de concessão

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2022	**1.997.880**	**1.222.397**	**3.220.277**
Recebimentos	(219.921)	(134.563)	(354.484)
Juros	148.970	91.144	240.114
Variação monetária	141.221	86.413	227.634
Saldos em 31.12.2023	**2.068.150**	**1.265.391**	**3.333.541**
Recebimentos	(227.847)	(139.412)	(367.259)
Juros	147.910	90.496	238.406
Variação monetária	161.544	98.847	260.391
Saldos em 31.12.2024	**2.149.757**	**1.315.322**	**3.465.079**

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

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
2026	204.592	125.177	329.769
2027	185.083	113.241	298.324
2028	167.393	102.418	269.811
2029	151.428	92.650	244.078
2030	136.879	83.749	220.628
2031 a 2035	429.229	262.622	691.851
2036 a 2047	630.069	385.509	1.015.578
	1.904.673	**1.165.366**	**3.070.039**

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					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Novo Estado	356.719	3.988.803	4.345.522	352.765	3.823.920	4.176.685
Gralha Azul	265.198	2.435.749	2.700.947	257.306	2.330.004	2.587.310
Asa Branca	12.304	478.824	491.128	-	9.324	9.324
Gavião Real	6.878	82.134	89.012	5.025	51.093	56.118
Graúna	4.929	42.884	47.813	-	-	-
	646.028	**7.028.394**	**7.674.422**	**615.096**	**6.214.341**	**6.829.437**

b) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Gavião Real	Graúna	Total
Saldos em 31.12.2022	**3.924.653**	**2.529.107**	**-**	**195**	**-**	**6.453.955**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	163.432	9.278	9.208	54.837	-	236.755
Ganhos (perdas) por eficiência (ineficiência) na construção	3.903	(4.637)	-	196	-	(538)
Juros	225.566	188.288	68	601	-	414.523
Variação monetária	247.354	169.174	48	289	-	416.865
Resultado de revisão tarifária periódica	(39.268)	(24.508)	-	-	-	(63.776)
Recebimentos RAP construção	(348.955)	(279.392)	-	-	-	(628.347)
Saldos em 31.12.2023	**4.176.685**	**2.587.310**	**9.324**	**56.118**	**-**	**6.829.437**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	6.972	10.846	449.686	30.223	1.736	499.463
Indenização paga pelos ativos existentes	-	-	-	-	44.336	44.336
Ganhos (perdas) por eficiência (ineficiência) na construção	11.512	(16.191)	4.049	(2.601)	-	(3.231)
Juros	224.157	185.242	5.044	4.585	196	419.224
Variação monetária	304.178	199.041	6.418	4.237	1.545	515.419
Atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP	5.456	3.278	16.607	-	-	25.341
Recebimentos RAP construção	(383.438)	(268.579)	-	(3.550)	-	(655.567)
Saldos em 31.12.2024	**4.345.522**	**2.700.947**	**491.128**	**89.012**	**47.813**	**7.674.422**

A atualização do fluxo por estimativa de alterações futuras à RAP tem como base, principalmente, a expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. Em função da revisão, o saldo do ativo contratual foi ajustado para considerar a nova estimativa do fluxo financeiro. Como resultado foi apurado um ganho de R$ 25.341 no consolidado da Companhia.

c) Ganhos (perdas) por eficiência (ineficiência) na implementação de infraestrutura de transmissão

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

No exercício corrente, a Companhia reconheceu perda, líquida, por ineficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R$ 3.231 (em 2023 houve o reconhecimento de perda, no montante de R$ 538). A perda reconhecida foi motivada, substancialmente, pelo aumento dos gastos de construção 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[6]	Asa Branca	Gavião Real	Graúna[5]
RAP anual, líquida de encargos (valor nominal) [3]	305.498	226.504	249.300	6.485	252.245
RAP anual – Construção (valor nominal) [3]	263.849	202.553	236.385	6.278	237.110
CAPEX nominal estimado do projeto, em 31.12.2024	3,3 bilhões	1,8 bilhões	2,7 bilhões	78,3 milhões	2,9 bilhões
Índice de correção dos contratos	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA	IPCA
Custo de construção incorrido até 31.12.2024[7]	3.720.110	2.103.842	420.530	82.990	1.591[4]
Estimativa para entrada total em operação comercial	03.2023	03.2023	03.2029	07.2024	12.2029
Data da próxima Revisão Tarifária Periódica	07.2028	07.2028	07.2029	07.2028	07.2030
Prazo da concessão	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos	30 anos
Data assinatura contrato de concessão	08.03.2018	08.03.2018	29.09.2023	30.09.2022	09.12.2024
Vigência do contrato de concessão	03.2048	03.2048	09.2053	09.2052	12.2054
Leilão	02/2017	02/2017	01/2023	01/2022	02/2024
Lote adquirido	Lote 3	Lote 1	Lote 5	Lote 7	Lote 1
Deságio em relação à receita máxima determinada pela Aneel	35,7%	34,8%	42,8%	59,9%	48,14%
Quantidade de subestações	1	5	n/a[2]	n/a[2]	4
Extensão da linha de transmissão	1.800 km	1.000 km	1.006 km	1 km	944 km

(1) Em 18.05.2021, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.996, e em 11.10.2022, por meio da Resolução Autorizativa nº 2.940, a Aneel autorizou a Novo Estado a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade.
(2) Aplicação em subestação de terceiros.
(3) Valores considerando a resolução homologatória nº 3.216 de 2023, que contempla a Revisão Tarifária Periódica.
(4) Valores desconsiderando o montante pago à título de indenização pelo ativos existentes.
(5) O lote 1 prevê a instalação de cerca de 780km de novas linhas de transmissão e duas novas subestações, bem como a continuidade na prestação de serviços de ativos existentes (164km de linhas de transmissão e duas subestações).
(6) Em 28.03.2024, por meio da Resolução Autorizativa nº 936, a Aneel autorizou a Gralha Azul a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade.
(7) Valores correntes e considerando o capex investido nos respectivos reforços autorizados pela Aneel.

Os ativos de contratos são remunerados a uma taxa média de 7,4% a.a. A Companhia atribuiu margens esperadas de construção e de O&M, antes dos impostos, sendo em média 6,3% e 39,9%, respectivamente.

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

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Gavião Real	Graúna	Total
2026	175.921	107.669	8.244	3.072	84	294.990
2027	175.921	107.688	17.687	3.072	281	304.649
2028	178.102	108.940	17.703	3.072	1.608	309.425
2029	180.282	110.191	17.719	3.072	1.622	312.886
2030	180.282	110.191	17.719	3.072	1.631	312.895
2031 a 2035	898.511	549.292	88.179	15.358	8.068	1.559.408
2036 a 2054	2.199.784	1.341.778	311.573	51.416	29.590	3.934.141
	3.988.803	**2.435.749**	**478.824**	**82.134**	**42.884**	**7.028.394**

NOTA 8. 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Alienação de subsidiária	441.019	422.230	441.019	422.230
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica[1]	120.382	108.549	120.382	108.549
Despesas pagas antecipadamente	58.800	49.724	105.319	78.536
Estoques	23.556	21.847	68.957	66.337
Indenização de seguros	-	-	66.271	131.328
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	41.219	51.240	58.323	70.417
Alienações e serviços em curso	42.807	48.708	52.047	47.293
Créditos fiscais a recuperar	323	329	50.446	82.509
Indenizações[2]	-	-	45.727	-
Crédito de Imposto de renda e contribuição social	19.209	19.209	39.832	32.642
Imposto de renda e contribuição social diferidos[3]	-	-	20.150	37.037
Adiantamento a empregados	12.818	6.566	13.142	6.829
Contas a receber de clientes	748	748	7.935	6.117
Outros valores a receber	44.911	58.992	106.026	100.641
	805.792	**788.142**	**1.195.576**	**1.190.465**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	167.441	582.034	402.090	842.084
Ativo não circulante	638.351	206.108	793.486	348.381
	805.792	**788.142**	**1.195.576**	**1.190.465**

(1) Mais informações vide Nota 17 – Provisões e depósitos judiciais, item a).
(2) Mais informações vide Nota 22 – Receita operacional líquida, item a).
(3) Mais informações vide Nota 18 – Tributos e outras obrigações regulatórias, itens a) e c).

a) Alienação de subsidiária

Durante o ano de 2024, a Companhia recebeu R$ 1.789 oriundos da alienação da ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD) ocorrida em 21.02.2022. A variação de R$ 17.000 entre os exercícios é decorrente, substancialmente, de juros e variação monetária oriundos da alienação da subsidiária Pampa Sul, cuja expectativa de recebimento do montante apresentado no ativo não circulante é em 2027, data limite estabelecida em SPA.

b) 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.

NOTA 9. 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 financeiras da controladora e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações financeiras 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 financeiras 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. Adicionalmente, a Companhia, independentemente de existir, ou não, qualquer indicação de redução ao valor recuperável do ágio, realiza teste de *impairment* anual, comparando o seu valor contábil com o valor recuperável.

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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Valor patrimonial do investimento	22.416.098	14.113.035	1.157.120	2.539.411
	22.416.098	**14.113.035**	**1.157.120**	**2.539.411**
Mais valia na aquisição de investimentos	45.544	47.584	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura[1]	93.505	173.654	93.505	173.654
	22.555.147	**14.334.273**	**1.250.625**	**2.713.065**

(1) Mais informações vide item "e.3" desta nota.

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora						
	Saldos em 31.12.2023	Aumento de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA[1]	Alienação de participação societária[2]	Saldos em 31.12.2024
Controladas							
ECP	**5.259.503**	8.349.934	1.043.273	(1.058.180)	431.289	-	**14.025.819**
ETP II	**1.652.144**	498.505	319.209	(146.442)	-	-	**2.323.416**
Jaguara	**1.607.326**	-	259.717	(24.673)	-	-	**1.842.370**
CEE	**1.472.075**	-	428.735	(338.458)	-	-	**1.562.352**
Miranda	**985.094**	-	165.899	(15.761)	-	-	**1.135.232**
EBC	**266.585**	50.000	299.080	(535.627)	-	-	**80.038**
Outros	**137.775**	6.785	5.845	(3.029)	-	(34.975)	**112.401**
Operação em conjunto							
Itasa	**193.122**	-	3.064	(18.836)	-	-	**177.350**
Empreendimento controlado em conjunto							
TAG	**2.539.411**	-	714.115	(612.500)	(133.720)	(1.350.186)	**1.157.120**
	14.113.035	**8.905.224**	**3.238.937**	**(2.753.506)**	**297.569**	**(1.385.161)**	**22.416.098**

(1) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes.
(2) Mais informações vide item “e.3” desta nota.

	Controladora							
	Saldos em 31.12.2022	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos e JCP	ORA e Reserva de capital	Alienação de subsidiária	Saldos em 31.12.2023
Controladas								
ECP	**5.181.781**	921.629	-	558.150	(1.050.000)	(352.057)	-	**5.259.503**
ETP II	**1.403.940**	176.255	(66.500)	161.908	(23.459)	-	-	**1.652.144**
Jaguara	**1.506.160**	21.040	-	232.002	(151.876)	-	-	**1.607.326**
CEE	**1.363.952**	-	-	420.709	(312.586)	-	-	**1.472.075**
Miranda	**956.563**	8.050	-	145.640	(125.159)	-	-	**985.094**
EBC	**345.195**	20.000	-	(38.610)	(60.000)	-	-	**266.585**
Pampa Sul	-	37.250	-	72.613	-	-	(109.863)	-
Outros	**94.899**	46.210	(10)	21.698	(25.022)	-	-	**137.775**
Operação em conjunto								
Itasa	**190.432**	-	-	4.736	(2.046)	-	-	**193.122**
Empreendimento controlado em conjunto								
TAG	**2.832.769**	-	-	993.117	(1.365.000)	78.525	-	**2.539.411**
	13.875.691	**1.230.434**	**(66.510)**	**2.571.963**	**(3.115.148)**	**(273.532)**	**(109.863)**	**14.113.035**

b.1) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas a seguir:

	31.12.2024						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido ajustado	Participação (%)
ECP	13.456.104	24.146.336	9.695.811	15.039.516	2.688.446	1.066.765	**99,99**
ETP II	2.063.608	8.303.633	5.990.864	2.323.416	1.481.164	319.209	**99,99**
Jaguara	875.449	2.830.756	988.386	1.842.370	558.657	259.717	**99,99**
CEE	989.380	1.995.342	432.990	1.562.352	649.938	428.735	**99,99**
Miranda	590.713	1.750.310	615.078	1.135.232	360.316	165.899	**99,99**
EBC	80.038	748.155	668.117	80.038	3.874.842	299.080	**99,99**

	31.12.2023						
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	5.106.170	13.755.738	7.846.694	6.212.942	1.645.897	557.655	**99,99**
ETP II	1.565.103	7.527.488	5.887.074	1.652.144	1.079.499	161.908	**99,99**
Jaguara	875.449	2.681.786	1.074.460	1.607.326	514.315	232.002	**99,99**
CEE	989.380	1.952.284	480.209	1.472.075	621.218	420.709	**99,99**
Miranda	590.713	1.706.596	721.502	985.094	331.123	145.640	**99,99**
EBC	30.038	610.129	343.544	266.585	4.387.280	(38.610)	**99,99**

b.1.1) Acionistas não controladores

Abaixo segue conciliação da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido e resultado do exercício da ECP:

		Acionistas não controladores			
		Patrimônio líquido		Lucro líquido (prejuízo)	
	% não controlador	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Maracanã	12,34%	967.271	949.916	27.518	(1.843)
Lar do Sol	10,00%	42.589	-	(5.855)	-
Ibitiúva	5,00%	3.837	3.523	1.829	1.348
Total		**1.013.697**	**953.439**	**23.492**	**(495)**

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.

b.1.2.1) 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, Serra do Assuruá, Santo Agostinho – Fase I, Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras 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)	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
ECP	588.991	303.898	285.093	101.535
Pampa	-	-	-	(3.964)

b.1.2.2) 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 financeiras consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.12.2024, o total do montante capitalizado era de R$ 10.647 enquanto o montante de amortização reconhecido em 2024 foi de R$ 1.083 (R$ 11.730 e R$ 1.083 em 2023), 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 2024, a amortização foi de R$ 2.040 (R$ 2.540 em 2023).

d) Ágio por expectativa de rentabilidade futura

Em 2024, o montante de R$ 93.505 (R$ 173.654 em 2023), corresponde ao ágio por expectativa de rentabilidade futura na aquisição da controlada em conjunto TAG. Houve uma redução de R$ 80.149 no valor em comparação ao ano de 2023, devido à alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na 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 no Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, bem como a aquisição das ENGIE Energia Solar I (nova denominação da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A.) e da ENGIE Energia Solar II (nova denominação da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A.), mais informações vide abaixo. Adicionalmente, em 2024, a Companhia reconheceu R$ 431.289 em “Outros resultados abrangentes”, mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia mantém, por meio de sua controlada ECP, uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. ("Maracanã"), adquiridas pelo acionista minoritário em 2023, a qual pode ser exercida entre o terceiro e décimo segundo ano contado da assinatura do acordo. Esta opção tem sua mensuração baseada em dados não observáveis, visto que o preço de compra é calculado pelo valor do investimento atualizado pela variação da taxa DI + 0.30% a.a. e descontado dos rendimentos recebidos pelo acionista minoritário. O valor estimado da opção não possuía vantagem financeira direta em 31.12.2024 e, por este motivo, não foi contabilizada o valor desta opção.

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2024.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
Maracanã	5.040.601	5.804.129	230.900	5.573.229	119.118	58.158	87,66
Assú	2.254.816	3.191.083	886.248	2.304.835	36.056	(11.315)	99,99
CESA	1.330.046	2.764.555	1.208.988	1.555.567	621.306	284.759	99,99
ENGIE Energia Solar	1.091.321	2.563.120	1.379.624	1.183.496	340.512	34.546	100,00
CECL	995.865	3.698.765	2.470.392	1.228.373	673.080	171.617	99,99
CETR	536.965	868.509	305.549	562.960	240.628	113.646	99,99
Solairedirect	413.110	1.398.515	993.312	405.203	169.173	(700)	99,99
CEUR	185.544	1.684.834	1.409.261	275.573	325.384	55.255	99,99
Ibitiúva	38.501	96.505	19.764	76.741	46.418	36.592	95,00
Tupan	31.879	51.146	19.267	31.879	24.959	16.999	99,99
Hidropower	22.994	40.459	17.465	22.994	22.991	15.393	99,99
Ferrari	17.900	104.303	52.510	51.793	68.821	32.938	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 31.12.2024, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos eram de R$ 1.554.612 (R$ 310.180 em 31.12.2023). O aumento é decorrente da aquisição das holdings ENGIE Energia Solar I e ENGIE Energia Solar II. Mais informações vide item f.

- Maracanã

A Maracanã é formada por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total outorgada é de 846 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. Em 31.12.2024, 109 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 55 em testes – o projeto conta com 188 ao total. Ao final do exercício de 2024, o progresso da construção atingiu 97%, com previsão de conclusão para o primeiro semestre de 2025.

- 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 34 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 752 MW. Ao fim do exercício de 2024, as obras de conexão ao sistema atingiram 76% de avanço geral. A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. Até o fim do ano, cinco dos 16 parques estavam operando em teste. A operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.

- 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 713,0 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. A entrada em operação comercial ocorreu no segundo semestre de 2024.

- Conjunto Fotovoltaico Engie Energia Solar I e II

Em 2024, a controlada direta ECP adquiriu as holdings ENGIE Energia Solar I (nova denominação da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A.) e da ENGIE Energia Solar II (nova denominação da Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A.). Essas holdings são compostas pelos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol, localizados nos municípios de Juazeiro (BA), Bom Jesus da Lapa (BA), Aquiraz (CE), Barreiras (BA) e Pirapora (MG), respectivamente. O Conjunto Fotovoltaico Engie Energia Solar I e II é formado por 16 SPEs, com uma capacidade instalada total de 548 MW.

- 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 213 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.

- Solairedirect Holding ("Solairedirect")

A Solairedirect é formada por um conjunto de empreendimentos de geração fotovoltaica, cuja capacidade instalada total é de 218 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.

- 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.

e.1.2) 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 31.12.2024.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
NEP[1]	1.070.628	4.906.189	3.675.567	1.230.622	584.866	124.244	99,99
GAP[2]	435.015	2.849.095	2.288.002	561.093	431.673	149.268	99,99
Asa Branca[3]	413.918	499.748	50.307	449.441	461.148	45.631	99,99
Grauna[3]	46.040	48.533	1.551	46.982	3.477	1.235	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.
(3) Mais informações vide Nota 7 – Ativo de Contrato.

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

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

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.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 financeiras consolidadas da ENGIE Brasil Energia, na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que ela possui personalidade jurídica própria.

Balanço Patrimonial	31.12.2024	31.12.2023
ATIVO		
Ativo circulante	**105.982**	**123.497**
Caixa e equivalente de caixa	82.129	89.358
Outros ativos circulantes	23.853	34.139
Ativo não circulante	**279.016**	**314.882**
Realizável a longo prazo	15.010	18.054
Imobilizado	264.001	296.823
Intangível	5	5
TOTAL	**384.998**	**438.379**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	16.905	32.770
Passivo não circulante	4.298	9.462
Patrimônio líquido	363.795	396.147
TOTAL	**384.998**	**438.379**

Demonstração do resultado	31.12.2024	31.12.2023
Receita operacional líquida	187.644	191.428
Custos da energia vendida	(182.674)	(179.725)
LUCRO BRUTO	**4.970**	**11.703**
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(4.868)	(3.165)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**102**	**8.538**
Resultado financeiro	**14.077**	**5.849**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**14.179**	**14.387**
Imposto de renda e contribuição social	(7.893)	(4.673)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**6.286**	**9.714**

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 11 instalações próprias de compressão de gás e 91 pontos de entrega.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28.12.2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R$ 3.113.550, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda.

Em 10.01.2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28.12.2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo Caisse de Dépôt et Placement du Québec, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780.265, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. Os custos da alienação de participação societária em controlada em conjunto totalizaram o montante de R$ 1.444.132, sendo R$ 1.350.186 referente ao valor patrimonial do investimento, R$ 80.149 de ágio por expectativa de rentabilidade futura e R$ 13.797 de custos para alienação. O resultado com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.336.133.

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2024 e 31.12.2023 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2024	31.12.2023
ATIVO		
Ativo circulante	**4.442.899**	**3.439.512**
Caixa e equivalentes de caixa	2.325.228	1.422.532
Contas a receber de clientes	1.829.871	1.541.310
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	50.446
Outros ativos circulantes	287.800	425.224
Ativo não circulante	**28.955.412**	**29.573.176**
Depósitos vinculados	325.636	633.422
Outros ativos realizáveis a longo prazo	155.410	119.042
Imobilizado	25.726.936	26.074.102
Intangível	2.747.430	2.746.610
TOTAL	**33.398.311**	**33.012.688**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.377.430**	**4.693.758**
Instrumentos de dívida	3.432.490	3.107.294
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	6.997	-
Outros passivos circulantes	937.943	1.586.464
Passivo não circulante	**22.408.769**	**20.505.359**
Instrumentos de dívida	16.418.868	13.968.980
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	77.192	375.973
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.203.760	5.626.478
Outros passivos não circulantes	708.949	533.928
Patrimônio líquido	**6.612.112**	**7.813.571**
TOTAL	**33.398.311**	**33.012.688**
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido	**1.157.120**	**2.539.411**

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

	2024		2023	
	12M24	*Participação da Companhia*	12M23	*Participação da Companhia*
Receita operacional líquida	9.061.625	1.622.567	9.029.219	2.934.496
Custos dos serviços prestados	(2.260.267)	(404.825)	(2.486.256)	(808.033)
Lucro bruto	**6.801.358**	**1.217.742**	**6.542.963**	**2.126.463**
Despesas gerais e administrativas	(64.042)	(12.276)	(232.630)	(75.605)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**6.737.316**	**1.205.466**	**6.310.333**	**2.050.858**
Resultado financeiro	(1.769.099)	(316.442)	(1.662.088)	(540.179)
Lucro antes dos impostos	**4.968.217**	**889.024**	**4.648.245**	**1.510.679**
Imposto de renda e contribuição social	(969.673)	(174.909)	(1.592.499)	(517.562)
Lucro líquido da TAG	**3.998.544**	**714.115**	**3.055.746**	**993.117**
Impacto na equivalência patrimonial da EBE		**714.115**		**993.117**

f) Aquisição de subsidiária

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião no dia 27.10.2023, aprovou a assinatura do contrato de compra e venda das *holdings* ENGIE Energia Solar I e ENGIE Energia Solar II. Em 06.03.2024, tendo em vista a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação de aquisição pela ECP, da totalidade das ações de emissão das *holdings* apresentadas acima, e por consequência, das ações ou quotas de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos").

f.1) Preço de aquisição

Com base no laudo do avaliador, a Administração efetuou ajustes nos ativos e passivos consolidados, em relação aos seus saldos contábeis, sendo: (a) alocou R$ 1.077.387 na rubrica de direito de uso de ativos – intangível; (b) R$ 184.174 na conta de máquinas e equipamentos - imobilizado; e (c) aumento na rubrica de outros passivos em R$ 8.360, totalizando ajuste de R$ 1.253.201 no ativo líquido.

A Companhia realizou o processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos e realizou as devidas alocações. Entretanto, até o primeiro trimestre de 2025, o período de mensuração permanecerá aberto, podendo ocorrer outros ajustes conforme as regras de combinação de negócios.

f.1.1) Preço de compra base ajustado

Na data de fechamento da operação foi pago ao vendedor o valor de R$ 2.361.046, sendo: R$ 2.269.000 relativos ao preço de compra base e R$ 92.046, correspondentes ao resultado dos ajustes de fechamento previstos no contrato.

f.2) Ativos adquiridos

Com base no exposto anteriormente, o balanço de abertura da data de conclusão da aquisição está apresentado a seguir:

	Valor justo dos ativos adquiridos - 06.03.2024		
Balanço Patrimonial	**Engie Energia Solar I[1]**	**Engie Energia Solar II[2]**	**Total**
ATIVO			
Ativo circulante	**282.750**	**89.156**	**371.906**
Caixa e equivalentes de caixa	204.686	66.808	271.494
Contas a receber de clientes	2.058	512	2.570
Outros ativos circulantes	76.006	21.836	97.842
Ativo não circulante	**2.629.414**	**865.805**	**3.495.219**
Depósitos vinculados	34.147	13.466	47.613
Outros ativos não circulantes	2.889	1.970	4.859
Imobilizado	1.441.517	850.369	2.291.886
Intangível	1.150.861	-	1.150.861
Total	**2.912.164**	**954.961**	**3.867.125**
PASSIVO			
Passivo circulante	**178.900**	**55.277**	**234.177**
Fornecedores	27.620	16.987	44.607
Dividendos e juros sobre o capital próprio	38.180	12.495	50.675
Instrumentos de dívida	46.631	21.598	68.229
Outros passivos circulantes	66.469	4.197	70.666
Passivo não circulante	**788.439**	**441.708**	**1.230.147**
Instrumentos de dívida	731.244	409.978	1.141.222
Outros passivos não circulantes	57.195	31.730	88.925
Total	**967.339**	**496.985**	**1.464.324**
Capital social de minoritários	-	41.755	41.755
Ativos líquidos / Contraprestação transferida	**1.944.825**	**416.221**	**2.361.046**

(1) Nova denominação da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A.
(2) Nova denominação Atlas Brasil Energia Holding 2 S.A.

Se os resultados das *holdings* ENGIE Energia Solar I e ENGIE Energia Solar II, tivessem sido consolidados a partir de 1 de janeiro de 2024, a contribuição para os saldos consolidados da Companhia seriam receita líquida de R$ 422.065 e lucro líquido de R$ 28.575.

A receita incluída na demonstração consolidada do resultado desde 06 de março de 2024 inclui o saldo da receita líquida de R$ 340.512 e o lucro líquido de R$ 34.546.

g) Alienação de subsidiária

Em 28.06.2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. ("Lages"). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço de fechamento de venda foi de R$ 25.795, enquanto a baixa de investimento pela alienação de participação societária de subsidiária totalizou o montante de R$ 34.975, o que gerou um resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, negativo de R$ 9.180.

NOTA 10. 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 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	3,7%	3,8%	Móveis e utensílios	6,3%	6,3%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,7%	2,6%	Veículos	14,3%	14,3%
Edificações e benfeitorias	3,0%	3,2%	Obrigações especiais	4,6%	4,6%
Direito de uso de arrendamento	6,7%	3,5%			

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	4.287.746	(2.852.429)	1.435.317	4.281.976	(2.840.715)	1.441.261
Reservatórios, barragens e adutoras	5.125.773	(3.920.375)	1.205.398	5.144.143	(3.804.607)	1.339.536
Edificações e benfeitorias	1.286.988	(988.889)	298.099	1.288.794	(961.195)	327.599
Direito de uso de arrendamentos	92.100	(33.526)	58.574	93.870	(27.139)	66.731
Móveis e utensílios	9.553	(5.870)	3.683	9.470	(5.738)	3.732
Veículos	1.523	(1.270)	253	1.369	(1.220)	149
Obrigações especiais	(42.470)	15.435	(27.035)	(43.122)	13.914	(29.208)
	10.761.213	**(7.786.924)**	**2.974.289**	**10.776.500**	**(7.626.700)**	**3.149.800**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	56.705	-	56.705	75.675	-	75.675
Adiantamentos a fornecedores	30.453	-	30.453	20.378	-	20.378
Aquisições a ratear	12.695	-	12.695	17.340	-	17.340
Edificações e benfeitorias	8.200	-	8.200	6.061	-	6.061
Reservatórios, barragens e adutoras	1.751	-	1.751	259	-	259
	109.804	**-**	**109.804**	**119.713**	**-**	**119.713**
	10.871.017	**(7.786.924)**	**3.084.093**	**10.896.213**	**(7.626.700)**	**3.269.513**

	Consolidado					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	20.971.684	(5.961.219)	15.010.465	14.122.147	(5.252.489)	8.869.658
Reservatórios, barragens e adutoras	7.106.643	(4.890.709)	2.215.934	7.125.121	(4.721.927)	2.403.194
Edificações e benfeitorias	1.917.354	(1.215.177)	702.177	1.805.970	(1.171.064)	634.906
Direito de uso de arrendamentos	394.364	(65.054)	329.310	296.060	(49.908)	246.152
Móveis e utensílios	13.096	(6.787)	6.309	12.299	(6.603)	5.696
Veículos	4.556	(2.173)	2.383	5.423	(3.515)	1.908
Obrigações especiais	(42.470)	15.435	(27.035)	(43.247)	13.914	(29.333)
	30.365.227	**(12.125.684)**	**18.239.543**	**23.323.773**	**(11.191.592)**	**12.132.181**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	3.945.527	-	3.945.527	779.345	-	779.345
Edificações e benfeitorias	290.889	-	290.889	207.176	-	207.176
Reservatórios, barragens e adutoras	5.402	-	5.402	2.436	-	2.436
Adiantamentos a fornecedores	1.354.331	-	1.354.331	2.396.549	-	2.396.549
Aquisições a ratear	1.350.845	-	1.350.845	1.045.710	-	1.045.710
	6.946.994	**-**	**6.946.994**	**4.431.216**	**-**	**4.431.216**
	37.312.221	**(12.125.684)**	**25.186.537**	**27.754.989**	**(11.191.592)**	**16.563.397**

b) Mutação do ativo imobilizado

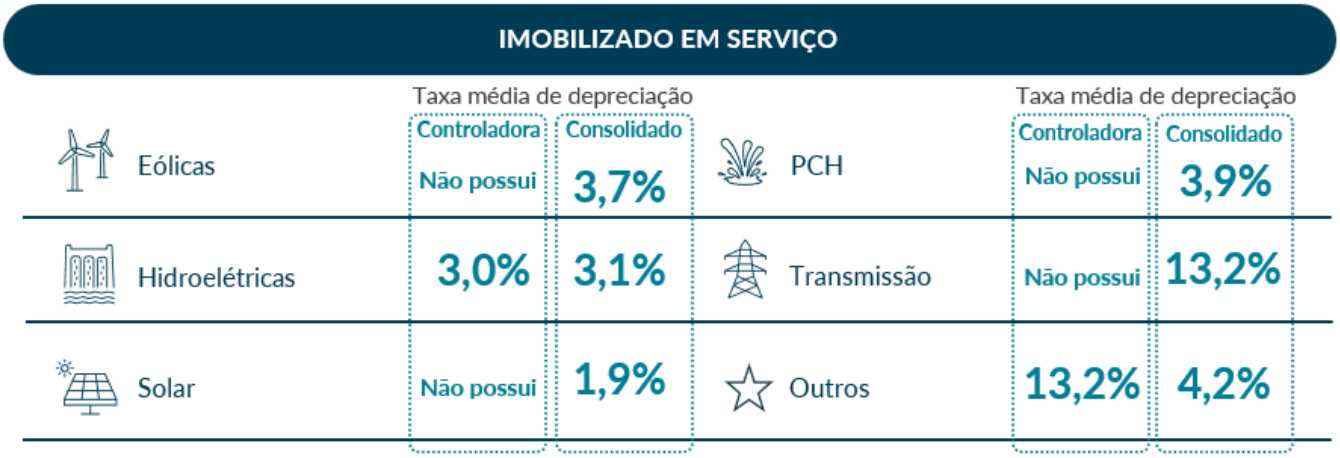
	Controladora							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2022	**1.453.069**	**1.444.659**	**355.837**	**16.575**	**3.895**	**154.730**	**(31.068)**	**3.397.697**
Ingressos	-	-	-	56.029	-	82.891	-	138.920
Remensuração	-	-	-	778	-	-	-	778
Transferências	107.322	9.106	1.109	-	371	(117.908)	-	-
Baixas	(3.358)	(78)	-	-	(8)	-	-	(3.444)
Depreciação	(115.772)	(114.151)	(29.347)	(6.651)	(377)	-	1.860	(264.438)
Saldos em 31.12.2023	**1.441.261**	**1.339.536**	**327.599**	**66.731**	**3.881**	**119.713**	**(29.208)**	**3.269.513**
Ingressos[1]	-	-	-	-	-	93.811	-	93.811
Remensuração	-	-	-	(1.771)	-	-	-	(1.771)
Transferências	122.313	(19.454)	229	-	632	(103.720)	-	-
Baixas	(10.798)	(881)	(265)	-	(51)	-	651	(11.344)
Depreciação	(117.459)	(113.803)	(29.464)	(6.386)	(526)	-	1.522	(266.116)
Saldos em 31.12.2024	**1.435.317**	**1.205.398**	**298.099**	**58.574**	**3.936**	**109.804**	**(27.035)**	**3.084.093**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente, a modernização da UHE Salto Osório, no montante de R$ 65.300 e equipamentos gerais, no montante de R$ 4.550.

	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 31.12.2022	**8.992.612**	**2.562.458**	**661.743**	**171.483**	**6.260**	**1.833.596**	**(31.193)**	**14.196.959**
Ingressos	-	-	-	56.996	-	2.798.176	-	2.855.172
Reversão de provisão para desmobilização	-	-	-	-	-	(52.745)	-	(52.745)
Remensuração	-	-	-	30.480	-	-	-	30.480
Alienação de subsidiária	(38.397)	-	-	(19)	-	(16.665)	-	(55.081)
Reversão de estimativas	-	-	-	-	-	(560)	-	(560)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	364.940	-	364.940
Impairment	(45.061)	-	-	-	-	-	-	(45.061)
Reversão de *Impairment*	38.397	-	-	-	-	-	-	38.397
Transferências	461.892	9.611	21.326	-	2.697	(495.526)	-	-
Baixas	(62.871)	(133)	-	(709)	(39)	-	-	(63.752)
Depreciação	(476.914)	(168.742)	(48.163)	(12.079)	(1.314)	-	1.860	(705.352)
Saldos em 31.12.2023	**8.869.658**	**2.403.194**	**634.906**	**246.152**	**7.604**	**4.431.216**	**(29.333)**	**16.563.397**
Ingressos[1]	-	-	-	-	-	6.632.517	-	6.632.517
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	23.091	-	23.091
Aquisição de subsidiárias[2]	2.255.610	-	-	17.675	11	18.590	-	2.291.886
Remensuração	-	-	-	78.994	-	-	-	78.994
Alienação de subsidiária[3]	(12.878)	(125)	(2.688)	-	(315)	(119)	125	(16.000)
Reversão de *impairment*[4]	45.061	-	-	-	-	-	-	45.061
Juros, V.M. e deprec. Capitalizados[5]	-	-	-	-	-	469.711	-	469.711
Transferências	4.520.607	(19.564)	122.345	-	4.624	(4.628.012)	-	-
Baixas[6]	(55.234)	(881)	(1.773)	-	(216)	-	652	(57.452)
Depreciação[7]	(612.359)	(166.690)	(50.613)	(13.511)	(3.016)	-	1.521	(844.668)
Saldos em 31.12.2024	**15.010.465**	**2.215.934**	**702.177**	**329.310**	**8.692**	**6.946.994**	**(27.035)**	**25.186.537**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 4.014.000 à construção da Maracanã; (ii) R$ 2.227.000 à construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (iii) R$ 284.000 à construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho; e (iv) R$ 65.300 referente à modernização da UHE Salto Osório.
(2) Aquisição de subsidiárias referentes aos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol, para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.
(3) Alienação da subsidiária Lages, para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.
(4) Reversão de *impairment* constituído em 2023, referente ao sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu. Em 2024, foram identificados os ativos sinistrados e realizadas as respectivas baixas.
(5) Deste montante, (i) R$ 1.240 referem-se à capitalização das perdas realizadas do *hedge* de fluxo de caixa de obrigações, maiores informações vide Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros, item a.2) e (ii) R$ 43 referem-se a juros, variação monetária e depreciação capitalizados referente ao direito de uso de arrendamentos e arrendamentos a pagar.
(6) Deste montante, R$ 43.302 referem-se aos ativos sinistrados do Conjunto Fotovoltaico Paracatu, decorrente de fortes ventos na região no exercício de 2023.
(7) Deste montante, R$ 15 referem-se à depreciação capitalizada, líquida de PIS e Cofins, relacionados ao direito de uso de arrendamento

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



	Controladora			
	31.12.2024			31.12.2023
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	10.565.750	(7.676.555)	2.889.195	3.053.555
Outros	195.463	(110.369)	85.094	96.245
	10.761.213	**(7.786.924)**	**2.974.289**	**3.149.800**

	Consolidado			
	31.12.2024			31.12.2023
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Eólicas	10.920.333	(1.462.148)	9.458.185	5.626.669
Hidrelétricas	13.298.702	(9.038.292)	4.260.410	4.483.654
Solar	3.805.262	(591.897)	3.213.365	1.104.805
PCH	350.245	(231.111)	119.134	132.179
Transmissão[1]	5.011	(757)	4.254	3.062
Outros	1.985.674	(801.479)	1.184.195	781.812
	30.365.227	**(12.125.684)**	**18.239.543**	**12.132.181**

(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)
Casas de força	Edificações e benfeitorias	2,0	50
Reservatórios e barragens	Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	50
Turbinas hidráulicas	Máquinas e equipamentos	2,5	40
Edificações e benfeitorias	Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	Máquinas e equipamentos	3,3	30
Módulos Solares	Máquinas e equipamentos	4,0	25
Turbinas eólicas (aerogeradores)	Máquinas e equipamentos	5,0	20
Equipamentos gerais	Máquinas e equipamentos/Móveis e utensílios/Veículos	6,3	16

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2024 e 31.12.2023, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Máquinas e equipamentos	929.612	979.037	931.558	1.019.793
Reservatórios, barragens e adutoras	721.821	721.965	721.821	723.435
Edificações e benfeitorias	251.941	254.294	252.083	254.773
Móveis e utensílios	2.147	2.265	2.204	2.437
Veículos	976	982	982	2.552
	1.906.497	**1.958.543**	**1.908.648**	**2.002.990**

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 31.12.2022	**440.942**
Baixa de ativo por substituição	(170)
Depreciação	(59.724)
Saldo em 31.12.2023	**381.048**
Baixa de ativo por substituição	860
Depreciação	(57.428)
Saldo em 31.12.2024	**324.480**

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 financeiras, 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 31.12.2024 é de R$ 389.094 (R$ 418.062 em 31.12.2023), na controladora, e de R$ 456.959 (R$ 488.887 em 31.12.2023), 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 9,2% e 10,3%.

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 os reconhecimentos de *impairment* em 2024 e 2023:

	Consolidado	
	2024	2023
Constituição de *impairment* de ativos imobilizados	**-**	**(103.663)**
Paracatu	-	(103.663)
Reversão de *impairment* de ativos imobilizados	**45.061**	**96.999**
Paracatu	45.061	58.602
Pampa Sul	-	38.397
***Impairment* de ativos imobilizados, líquido**	**45.061**	**(6.664)**
Reversão de *impairment* de outros	**-**	**1.205.158**
Pampa	-	1.205.158
***Impairment* total**	**45.061**	**1.198.494**

Reversão de *impairment*: *Impairment* registrado em decorrência do sinistro ocorrido nos parques do Conjunto Fotovoltaico Paracatu, considerando que os trabalhos para reestabelecer a operação dos parques foram finalizadas no segundo semestre de 2024. Logo, foi revertido o restante do montante já contabilizado no exercício de 2023, em virtude da baixa efetiva do imobilizado, totalizando R$ 45.061 de reversão.

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			
			31.12.2024			31.12.2023
	Taxa de desconto (a.a.)	Prazo de amortização	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Conjunto Eólico Trairí	5,7%	2041 e 2045	62.234	(6.576)	55.658	56.561
Conjunto Eólico Umburanas	5,7%	2049 e 2050	46.121	(6.604)	39.517	38.702
Conjunto Eólico Campo Largo	5,7%	2050 e 2052	34.143	(3.235)	30.908	32.047
Conjunto Eólico Campo Largo II	5,7%	2054	29.436	(1.320)	28.116	25.193
Conjunto Eólico Santo Agostinho	6,0%	2056	26.424	(95)	26.329	3.366
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	6,7%	2051	20.861	-	20.861	-
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	5,7%	2051	13.495	(548)	12.947	11.432
Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol	6,7%	2054	10.365	(74)	10.291	-
Conjunto Fotovoltaico Floresta	5,7%	2051	10.515	(422)	10.093	8.727
Conjunto Fotovoltaico Juazeiro Solar	6,7%	2051	7.670	(55)	7.615	-
Conjunto Fotovoltaico Sertão Solar Barreiras	6,7%	2053	6.040	(43)	5.997	-
Conjunto Fotovoltaico Sol do Futuro	6,7%	2051 e 2052	4.140	(30)	4.110	-
Conjunto Fotovoltaico São Pedro	6,7%	2051	3.957	(28)	3.929	-
Assú V	5,7%	2051	3.801	(226)	3.575	2.829
			279.202	**(19.256)**	**259.946**	**178.857**

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 11. INTANGÍVEL

Prática contábil:

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

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 quando o direito se tornou virtualmente certo, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico". Adicionalmente, em 2023 a Companhia reconheceu intangível referente ao deslocamento dos dias de extensão do GSF (*Generation Scaling Factor*) por impactos não hídricos, conforme a Lei nº 13.360/2016.

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.

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.397.705	(484.761)	1.912.944	2.397.705	(358.440)	2.039.265
Direito de uso de ativos	311.114	(152.577)	158.537	244.802	(122.256)	122.546
	2.708.819	**(637.338)**	**2.071.481**	**2.642.507**	**(480.696)**	**2.161.811**

(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					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.666.677	(503.881)	2.162.796	2.666.677	(366.327)	2.300.350
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(147.838)	472.489	620.327	(127.210)	493.117
Miranda	411.223	(98.004)	313.219	411.223	(84.329)	326.894
	1.031.550	**(245.842)**	**785.708**	**1.031.550**	**(211.539)**	**820.011**
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	179.751	(23.547)	156.204	110.793	(19.057)	91.736
Solar em operação	29.506	(4.853)	24.653	29.538	(3.881)	25.657
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	(17.265)	218.756	236.021	(7.848)	228.173
	445.278	**(45.665)**	**399.613**	**376.352**	**(30.786)**	**345.566**
Direitos de projetos - em desenvolvimento						
Eólicos em construção / desenvolvimento	286.592	-	286.592	355.518	-	355.518
Solar em construção / desenvolvimento	46.110	-	46.110	46.110	-	46.110
	332.702	**-**	**332.702**	**401.628**	**-**	**401.628**
	777.980	**(45.665)**	**732.315**	**777.980**	**(30.786)**	**747.194**
Direito de uso de ativos	1.693.489	(285.345)	1.408.144	379.499	(155.271)	224.228
	6.169.696	**(1.080.733)**	**5.088.963**	**4.855.706**	**(763.923)**	**4.091.783**

(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 2023, a Companhia reconheceu o montante de R$ 114.508 referente a prorrogação da concessão do Consórcio Estreito Energia ("CESTE") relativa aos impactos não hídricos.

No exercício de 2024, 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 31.12.2024	Extensão de concessão (anos)
Salto Santiago	550.401	(218.504)	331.897	2,1
Salto Osório	429.433	(166.277)	263.156	2,5
Cana Brava	151.970	(34.672)	117.298	2,4
São Salvador	76.571	(13.289)	63.282	2,5
Passo Fundo	96.472	(37.354)	59.118	3,1
Ponte de Pedra	69.853	(14.665)	55.188	2,4
Consórcio				
Itá	540.861	-	540.861	2,2
Machadinho	482.144	-	482.144	3,2
Controladora	**2.397.705**	**(484.761)**	**1.912.944**	
Estreito	252.353	(16.835)	235.518	9,1
Jaguara	10.329	(1.422)	8.907	0,5
Miranda	6.290	(863)	5.427	0,5
Consolidado	**2.666.677**	**(503.881)**	**2.162.796**	

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

a.3.1) Eólicos e solares

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.3.2) Sistema de Transmissão 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. Após a entrada em operação da Novo Estado, em fevereiro de 2023, iniciou a amortização do montante.

A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

b) Mutação do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2022	**2.165.587**	**100.263**	**2.265.850**
Ingresso	-	52.880	52.880
Amortização	(126.322)	(30.597)	(156.919)
Saldos em 31.12.2023	**2.039.265**	**122.546**	**2.161.811**
Ingressos	-	66.967	66.967
Amortização	(126.321)	(30.976)	(157.297)
Saldos em 31.12.2024	**1.912.944**	**158.537**	**2.071.481**

	Consolidado					
	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Direito de compra de energia	Total
Saldos em 31.12.2022	**2.318.983**	**854.315**	**757.992**	**199.248**	**4.406**	**4.134.944**
Ingressos	114.508	-	-	61.376	-	175.884
Amortização	(133.141)	(34.304)	(10.798)	(36.396)	(4.406)	(219.045)
Saldos em 31.12.2023	**2.300.350**	**820.011**	**747.194**	**224.228**	**-**	**4.091.783**
Ingressos[1]	-	-	-	74.091	-	74.091
Aquisição de subsidiárias[2]	-	-	-	1.150.861	-	1.150.861
Baixas	-	-	-	(401)	-	(401)
Amortização	(137.554)	(34.303)	(14.879)	(40.635)	-	(227.371)
Saldos em 31.12.2024	**2.162.796**	**785.708**	**732.315**	**1.408.144**	**-**	**5.088.963**

(1) Os ingressos referem-se à aquisições e desenvolvimento de *softwares*.
(2) A aquisição de subsidiárias refere-se: (i) R$ 1.077.387 de direito de uso de ativos referente a aquisição de subsidiárias; e (ii) R$ 73.474 oriundo dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol, para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.

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 31.12.2024 e 31.12.2023, não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados em montante superior aos seus valores de recuperação.

NOTA 12. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Fornecedores de imobilizado e intangível[1]	23.799	13.499	627.245	458.208
Fornecedores de materiais e serviços	77.331	52.285	208.201	146.272
Energia elétrica comprada para revenda	158.524	44.109	112.771	82.159
Encargos de uso da rede elétrica	40.407	42.884	76.748	71.025
Arrendamentos a pagar	6.722	8.928	38.459	29.902
Operações de *trading*	-	-	36.343	39.341
Transações no mercado de curto prazo	-	-	114	1.958
Passivo circulante	**306.783**	**161.705**	**1.099.881**	**828.865**
Arrendamentos a pagar	54.541	51.686	315.538	209.918
Fornecedores de imobilizado e intangível	6.650	6.650	8.349	10.502
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	8.239	7.557
Passivo não circulante[2]	**61.191**	**58.336**	**332.126**	**227.977**
	367.974	**220.041**	**1.432.007**	**1.056.842**

(1) A variação de R$ 169.037 em Fornecedores de imobilizado e intangível no consolidado refere-se, substancialmente, ao andamento do Projeto Assú Sol.
(2) 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 31.12.2022	**9.344**	**155.698**
Ingresso	56.029	56.996
Remensuração	778	30.480
Juros[1]	2.259	20.620
Juros capitalizados	-	255
Alienação de subsidiárias	-	(19)
Amortizações	(7.796)	(24.210)
Saldos em 31.12.2023	**60.614**	**239.820**
Remensuração	(1.771)	78.994
Juros[1]	5.729	27.348
Juros capitalizados	-	28
Aquisição de subsidiárias[2]	-	17.675
Amortizações	(3.309)	(9.868)
Saldos em 31.12.2024	**61.263**	**353.997**
Passivo circulante	**6.722**	**38.459**
Passivo não circulante	**54.541**	**315.538**

(1) Valores brutos de PIS e Cofins.
(2) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

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 10,5% 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) 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
2026	7.645	(994)	6.651	39.945	(5.408)	34.537
2027	7.673	(1.617)	6.056	39.945	(8.656)	31.289
2028	7.673	(2.165)	5.508	39.945	(11.601)	28.344
2029	7.673	(2.666)	5.007	39.945	(14.272)	25.673
2030	7.673	(3.127)	4.546	39.945	(16.695)	23.250
2031 a 2035	38.364	(21.309)	17.055	194.741	(109.724)	85.017
2036 a 2040	36.446	(26.728)	9.718	186.366	(136.978)	49.388
2041 em diante	-	-	-	418.745	(380.705)	38.040
Arrendamentos a pagar	**113.147**	**(58.606)**	**54.541**	**999.577**	**(684.039)**	**315.538**

a.3) Pagamentos de arrendamentos de aluguéis variáveis, ativos de baixo valor individual e de curto prazo

No exercício de 2024, a Companhia reconheceu o montante de R$ 2.274 (R$ 1.438 em 2023) e R$ 21.366 (R$ 10.480 em 2023), 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.4) 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.

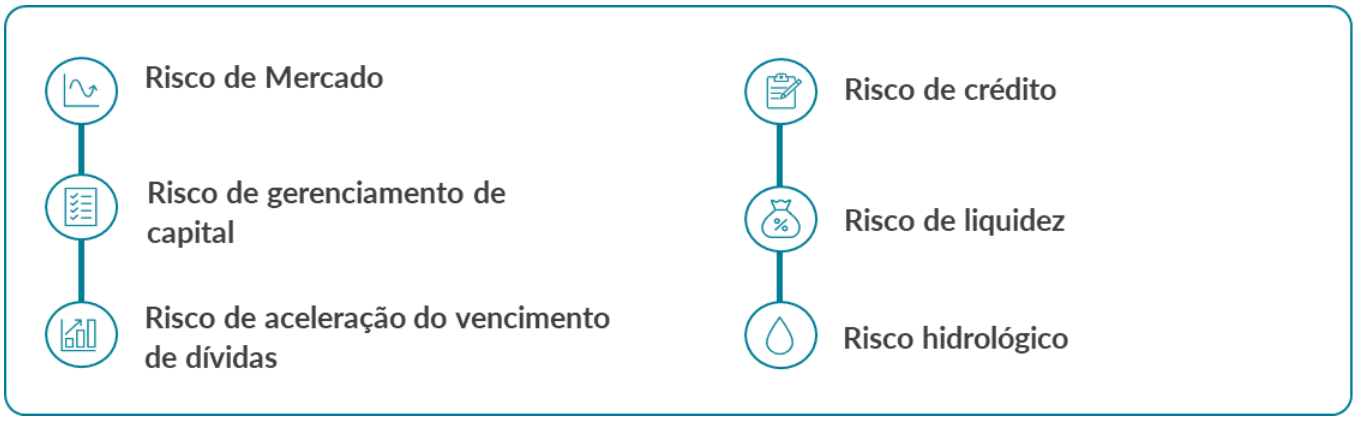
Desta maneira, para atender orientações das áreas técnicas da CVM são apresentados os saldos comparativos do passivo de arrendamento, do direito de uso de arrendamentos, da despesa financeira e da despesa de depreciação do exercício de 2024.

	Controladora	Consolidado
Passivo leasing saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	61.263	353.997
Com efeito da inflação	64.103	362.549
	4,64%	**2,42%**
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	58.573	329.310
Com efeito da inflação	62.191	332.197
	6,18%	**0,88%**
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	5.729	27.376
Com efeito da inflação	6.015	28.744
	4,99%	**5,00%**
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	6.387	13.511
Com efeito da inflação	6.577	13.794
	2,97%	**2,09%**

NOTA 13. 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 31.12.2024, 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*				
Ativo circulante				
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	54.670	-
	-	**-**	**54.670**	**-**
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	55.305	12.921	55.305	12.921
	55.305	**12.921**	**55.305**	**12.921**
Posições ativas	**55.305**	**12.921**	**109.975**	**12.921**
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(5.435)	(110.456)	(5.435)	(110.456)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	-	(476.569)
	(5.435)	**(110.456)**	**(5.435)**	**(587.025)**
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(357.296)	(130.027)	(357.296)	(130.027)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	-	(6.386)
	(357.296)	**(130.027)**	**(357.296)**	**(136.413)**
Posições passivas	**(362.731)**	**(240.483)**	**(362.731)**	**(723.438)**
Posições líquidas	**(307.426)**	**(227.562)**	**(252.756)**	**(710.517)**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(307.426)	(227.562)	(307.426)	(227.562)
	(307.426)	**(227.562)**	**(307.426)**	**(227.562)**
***Hedge* de fluxo de caixa – obrigações**[1]	**-**	**-**	**54.670**	**(482.955)**
Posições líquidas	**(307.426)**	**(227.562)**	**(252.756)**	**(710.517)**

(1) Em 31.12.2024, a Companhia detinha o saldo de R$ 1.240 (R$ 107.576 em 31.12.2023), relativos a perdas realizadas, as quais foram capitalizadas no ativo imobilizado.

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 financeiro, juntamente com os juros e variações cambiais da operação, e capitalizada no ativo imobilizado, quando aplicáveis.

(i) Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

Composição dos *hedges* sobre empréstimos e debêntures

Em 31.12.2024, 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 e Consolidado:							
MUFG V	US$ 94.518	10.2025	Semestrais	2,0057% a.a.	294.028	(17.253)	276.775
Swap (HVJ)	R$500.000	10.2025	Semestrais	CDI + 1,32% a.a.	(256.935)	6	(256.929)
Scotiabank IV	US$ 102.465	07.2026	Semestrais	2,002% a.a.	640.175	(42.779)	597.396
Swap (HVJ)	R$530.000	07.2026	Semestrais	CDI + 1,35% a.a.	(558.074)	(3.863)	(561.937)
Debêntures 11ª Emissão – Série 3[2]	R$ 318.122	11.2028	11.2028	10,90% a.a.	355.122	(64.915)	290.207
Swap (HVJ)	R$ 318.253	11.2028	11.2028	CDI + 0,378% a.a.	(356.474)	7.638	(348.836)
Debêntures 12ª Emissão – Série 1[3]	R$ 863.239	08.2029	Semestrais	12,4974% a.a.	867.282	(108.852)	758.430
Swap (HVJ)	R$ 863.239	08.2029	Semestrais	CDI + 0,155% a.a.	(867.229)	22.852	(844.377)
Debêntures 12ª Emissão – Série 2[4]	R$ 636.761	06.2034	Anuais	IPCA + 6,7766% a.a.	672.191	(77.178)	595.013
Swap (HVJ)	R$ 647.646	06.2034	Anuais	CDI + 0,43% a.a.	(670.160)	17.048	(653.112)
Debêntures 13ª Emissão – Série 1[5]	R$ 1.500.000	09.2030	Semestrais	12,2372% a.a.	1.541.098	(225.737)	1.315.361
Swap (HVJ)	R$ 1.500.000	09.2030	Semestrais	CDI - 0,11% a.a.	(1.537.188)	61.771	(1.475.417)
Posição em 31.12.2024					**123.836**	**(431.262)**	**(307.426)**

(1) As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.
(2) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 5.120.
(3) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 15.954.
(4) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 19.611.
(5) O saldo do instrumento financeiro de *hedge* não considera os custos de captação nesta operação, montantes de R$ 32.741.

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 2028. 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 31.12.2022	**(188.094)**	**(209.350)**
Juros e variações monetárias	(218.229)	(218.571)
Variações cambiais	(152.580)	(152.580)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	66.911	65.264
Amortização de principal	27.270	54.096
Amortização de juros	237.160	233.579
Passivo em 31.12.2023	**(227.562)**	**(227.562)**
Juros e variações monetárias	(101.013)	(101.013)
Variações cambiais	251.069	251.069
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(363.704)	(363.704)
Amortização de principal	860	860
Amortização de juros	132.924	132.924
Passivo em 31.12.2024	**(307.426)**	**(307.426)**

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

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2022	**(134.469)**	**(132.822)**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	66.911	65.264
Saldos em 31.12.2023	**(67.558)**	**(67.558)**
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(363.704)	(363.704)
Saldos em 31.12.2024	**(431.262)**	**(431.262)**

Ganhos (perdas) não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa

Os ganhos (perdas) não realizadas em operações de *hedge* de fluxo de caixa originados no exercício que estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes" são as seguintes:

	Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	431.289	(332.257)
Ganhos (perdas) não realizados em operações de HFC	**431.289**	**(332.257)**

(iii) Operações de *hedge* de fluxo de caixa sobre obrigações

A Companhia mantinha contratado em 31.12.2024 NDFs, 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 NDFs foram contratados em 21.11.2022 e o valor nocional, em 31.12.2024, era de US$ 52.958 mil os quais estão firmados com o Bradesco, HSBC e Itaú e têm seus vencimentos entre janeiro e novembro de 2025.

Em 31.12.2024, os ganhos não realizados dos referidos NDF totalizavam uma posição ativa, líquida, de R$ 54.670 (posição passiva, líquida, de R$ 482.955 em 31.12.2023). A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". As empresas do conjunto Fotovoltaico Assú Sol possuem regime tributário no 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 31.12.2025 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

Risco de variação das taxas de juros e índices	Variação 12 meses 31.12.2024	Cenário Provável 31.12.2025	Sensibilidade		
			Provável	Δ + 25% (1)	Administração
TJLP	7,4%	8,0%	0,6 p.p.	2,0 p.p.	-0,7 p.p.
CDI	12,2%	14,7%	2,5 p.p.	3,7 p.p.	-0,3 p.p.
IPCA	4,8%	4,9%	0,1 p.p.	1,2 p.p.	-0,4 p.p.
IGP-M	6,5%	4,8%	-1,7 p.p.	1,2 p.p.	2,5 p.p.

1) Variações sobre o cenário provável de 2025.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.12.2024, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.12.2025 e demonstram os eventuais impactos adicionais de 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 31.12.2024	Sensibilidade		
		Provável	Δ + 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	11.974.634	(10.716)	(128.483)	38.814
Dólar – com *swap* para o CDI	874.171	(16.889)	(26.465)	1.812
TJLP	994.475	(3.748)	(13.771)	4.782
Debêntures				
IPCA	5.910.218	(6.364)	(72.896)	21.796
CDI	1.008.566	(23.349)	(36.567)	2.504
IPCA - com *swap* para o CDI	575.402	(717)	(8.213)	2.455
PRE – com *swap* para o CDI	2.310.183	(79.101)	(124.152)	8.491
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	487.287	(11.533)	(18.053)	1.237
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)				
IPCA	3.859.758	(3.539)	(43.468)	14.218
IGP-M	1.509.346	23.869	(16.342)	(33.653)
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.465.079	3.693	(69.030)	(16.199)

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 31.12.2024 e 31.12.2023, foi de 7,1%.

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

	Consolidado					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	34.844	(29.139)	5.705	74.532	(64.008)	10.524
Não circulante	7.289	(6.986)	303	30.110	(23.004)	7.106
	42.133	**(36.125)**	**6.008**	**104.642**	**(87.012)**	**17.630**

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

	Consolidado
Saldo em 31.12.2022	**34.107**
Perda não realizada reconhecida no exercício	(16.477)
Saldo em 31.12.2023	**17.630**
Perda não realizada reconhecida no exercício	(11.622)
Saldo em 31.12.2024	**6.008**

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		
	31.12.2024	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	6.008	6.011	6.008

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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Instrumentos de dívida	11.853.514	8.841.890	24.134.936	20.677.244
Efeitos de *hedge*	307.426	227.562	307.426	227.562
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(13.545)	(11.992)	(357.369)	(314.471)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.659.976)	(3.250.488)	(3.958.758)	(5.255.767)
Dívida líquida	**10.487.419**	**5.806.972**	**20.126.235**	**15.334.568**
Patrimônio líquido	**11.266.701**	**8.862.771**	**12.280.398**	**9.816.210**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**0,9**	**0,7**	**1,6**	**1,6**

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento da Companhia, calculados com base no Ebitda e no endividamento bruto, sendo a maior restrição estipulada nos contratos 4,5 vezes a razão entre endividamento bruto e 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 14 – 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 31.12.2024, 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 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 31.12.2024. 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	Contábil
Fornecedores	306.784	21.968	15.346	82.483	426.581	367.974
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	828.869	1.646.203	1.690.827	3.796.698	7.962.597	5.304.952
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	249.818	926.549	355.211	2.140.420	3.671.998	2.508.001
Debêntures[1]	1.900.725	3.565.512	3.161.223	4.426.676	13.054.136	9.345.513
	3.286.196	**6.160.232**	**5.222.607**	**10.446.277**	**25.115.312**	**17.526.440**

	Consolidado					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Contábil
Fornecedores	1.099.881	96.478	79.890	839.797	2.116.046	1.432.007
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	836.748	1.663.438	1.708.062	3.867.070	8.075.318	5.369.104
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	1.339.732	2.913.169	2.289.993	13.049.700	19.592.594	13.843.280
Debêntures[1]	2.281.029	4.127.172	3.211.007	4.551.053	14.170.261	9.804.369
Ações preferenciais resgatáveis	65.580	149.279	188.404	557.015	960.278	487.287
	5.622.970	**8.949.536**	**7.477.356**	**22.864.635**	**44.914.497**	**30.936.047**

(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 31.12.2024, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.242,0 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 – 512,3 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 nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021. Mais detalhes estão apresentados na Nota 11 – 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.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

		Controladora		Consolidado	
	Hierarquia	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	1.640.401	3.242.810	3.727.076	5.132.273
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	55.305	12.921	55.305	12.921
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	42.133	104.642
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	19.575	7.678	231.682	123.494
Contas a receber de clientes	N.A.	577.797	521.847	1.182.340	1.138.953
Depósitos vinculados	N.A.	41.675	38.206	397.956	358.198
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.465.079	3.333.541
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	54.670	-
		2.334.753	**3.823.462**	**9.156.241**	**10.204.022**
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	874.171	1.484.145	874.171	1.484.145
Debêntures	Nível 2	2.885.585	326.075	2.885.585	326.075
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	362.731	240.483	362.731	240.483
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	36.125	87.012
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	367.974	220.041	1.432.007	1.056.842
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	1.633.830	722.216	12.969.109	10.936.087
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	487.287	570.988
Debêntures	N.A.	6.459.928	6.309.454	6.918.784	7.359.949
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	N.A.	5.304.952	5.356.590	5.369.104	5.419.902
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos[1]	N.A.	-	-	30.932	133.932
Ressarcimento às distribuidoras[1]	N.A.	-	-	417.217	278.977
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	-	482.955
		17.889.171	**14.659.004**	**31.783.052**	**28.377.347**

(1) Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

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 financeiras 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			
	31.12.2024		31.12.2023	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	1.633.830	1.667.666	722.216	742.563
Empréstimos em moeda estrangeira	874.171	874.168	1.484.145	1.484.142
Debêntures	9.345.513	8.750.727	6.635.529	6.584.808
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.304.952	5.119.353	5.356.590	5.222.158
	17.158.466	**16.411.914**	**14.198.480**	**14.033.671**

	Consolidado			
	31.12.2024		31.12.2023	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.465.079	3.482.187	3.333.541	3.395.730
	3.465.079	**3.482.187**	**3.333.541**	**3.395.730**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	12.969.109	13.306.199	10.936.087	11.070.005
Empréstimos em moeda estrangeira	874.171	874.168	1.484.145	1.484.142
Ações preferenciais resgatáveis	487.287	504.381	570.988	589.831
Debêntures	9.804.369	9.527.744	7.686.024	7.657.968
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.369.104	5.182.139	5.419.902	5.285.049
	29.504.040	**29.394.631**	**26.097.146**	**26.086.995**

NOTA 14. 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos	2.508.001	2.206.361	13.843.280	12.420.232
Debêntures	9.345.513	6.635.529	9.804.369	7.686.024
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	487.287	570.988
	11.853.514	**8.841.890**	**24.134.936**	**20.677.244**
Passivo circulante	1.659.643	1.567.635	2.620.932	2.549.863
Passivo não circulante	10.193.871	7.274.255	21.514.004	18.127.381
	11.853.514	**8.841.890**	**24.134.936**	**20.677.244**

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	-	1.629.543	1.629.543	-	720.298	720.298
Repasse BNDES (Bancos)1	-	-	-	9	-	9
Encargos	4.287	-	4.287	1.909	-	1.909
	4.287	**1.629.543**	**1.633.830**	**1.918**	**720.298**	**722.216**
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	-	-	-	91.899	-	91.899
ENGIE – 6ª emissão	180.305	173.482	353.787	172.794	332.376	505.170
ENGIE – 7ª emissão	360.448	322.358	682.806	351.667	640.378	992.045
ENGIE – 9ª emissão	659.726	1.504.508	2.164.234	-	2.058.262	2.058.262
ENGIE – 10ª emissão	10.020	424.004	434.024	18.333	412.121	430.454
ENGIE – 11ª emissão	-	2.450.668	2.450.668	-	2.462.868	2.462.868
ENGIE – 12ª emissão	-	1.791.382	1.791.382	-	-	-
ENGIE – 13ª emissão	-	1.241.523	1.241.523	-	-	-
Encargos	162.401	64.688	227.089	92.866	1.965	94.831
	1.372.900	**7.972.613**	**9.345.513**	**727.559**	**5.907.970**	**6.635.529**
	1.377.187	**9.602.156**	**10.979.343**	**729.477**	**6.628.268**	**7.357.745**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	-	-	-	598.759	-	598.759
Scotiabank	-	591.715	591.715	-	451.650	451.650
MUFG[2]	275.387	-	275.387	228.795	194.337	423.132
Encargos	7.069	-	7.069	10.604	-	10.604
	282.456	**591.715**	**874.171**	**838.158**	**645.987**	**1.484.145**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**1.659.643**	**10.193.871**	**11.853.514**	**1.567.635**	**7.274.255**	**8.841.890**

(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					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**1.659.643**	**10.193.871**	**11.853.514**	**1.567.635**	**7.274.255**	**8.841.890**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(55.305)	(55.305)	-	(12.921)	(12.921)
Posição passiva[1]	5.435	357.296	362.731	110.456	130.027	240.483
Empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos efeitos do *hedge*	**1.665.078**	**10.495.862**	**12.160.940**	**1.678.091**	**7.391.361**	**9.069.452**

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

	Consolidado					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	532.699	10.318.983	10.851.682	508.691	9.551.812	10.060.503
Repasse BNDES (Bancos) [1]	-	-	-	9	-	9
BASA	24.000	764.808	788.808	36.780	723.372	760.152
BNB	42.170	1.255.903	1.298.073	6.001	87.527	93.528
Encargos	30.546	-	30.546	21.895	-	21.895
	629.415	**12.339.694**	**12.969.109**	**573.376**	**10.362.711**	**10.936.087**
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	-	-	-	91.899	-	91.899
ENGIE – 6ª emissão	180.305	173.482	353.787	172.794	332.376	505.170
ENGIE – 7ª emissão	360.448	322.358	682.806	351.667	640.378	992.045
ENGIE – 9ª emissão	659.726	1.504.508	2.164.234	-	2.058.262	2.058.262
ENGIE – 10ª emissão	10.020	424.004	434.024	18.333	412.121	430.454
ENGIE – 11ª emissão	-	2.450.668	2.450.668	-	2.462.868	2.462.868
ENGIE – 12ª emissão	-	1.292.154	1.292.154	-	-	-
ENGIE – 13ª emissão	-	1.241.523	1.241.523	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	182.255	281.320	463.575	198.109	434.495	632.604
Miranda – 1ª emissão	124.329	195.053	319.382	115.451	300.061	415.512
São Pedro II - 1ª emissão	9.214	99.127	108.341	-	-	-
São Pedro IV - 1ª emissão	7.903	85.023	92.926	-	-	-
Encargos	164.719	36.230	200.949	95.245	1.965	97.210
	1.698.919	**8.105.450**	**9.804.369**	**1.043.498**	**6.642.526**	**7.686.024**
Ações preferenciais resgatáveis	**10.142**	**477.145**	**487.287**	**94.831**	**476.157**	**570.988**
	2.338.476	**20.922.289**	**23.260.765**	**1.711.705**	**17.481.394**	**19.193.099**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	-	-	-	598.759	-	598.759
Scotiabank	-	591.715	591.715	-	451.650	451.650
MUFG[2]	275.387	-	275.387	228.795	194.337	423.132
Encargos	7.069	-	7.069	10.604	-	10.604
	282.456	**591.715**	**874.171**	**838.158**	**645.987**	**1.484.145**
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**2.620.932**	**21.514.004**	**24.134.936**	**2.549.863**	**18.127.381**	**20.677.244**

(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					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**2.620.932**	**21.514.004**	**24.134.936**	**2.549.863**	**18.127.381**	**20.677.244**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(55.305)	(55.305)	-	(12.921)	(12.921)
Posição passiva[1]	5.435	357.296	362.731	110.456	130.027	240.483
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis líquidos dos efeitos do *hedge*	**2.626.367**	**21.815.995**	**24.442.362**	**2.660.319**	**18.244.487**	**20.904.806**

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

b) Mutação

	Controladora			Consolidado			
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Total	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Total
Saldos em 31.12.2022	**2.074.488**	**4.183.057**	**6.257.545**	**11.910.514**	**5.446.545**	**584.066**	**17.941.125**
Ingressos	687.211	2.447.306	**3.134.517**	1.003.230	2.447.306	-	**3.450.536**
Juros	66.442	226.608	**293.050**	379.629	342.712	87.684	**810.025**
Variações monetárias	8.608	191.652	**200.260**	363.322	281.347	-	**644.669**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	**-**	256.971	-	-	**256.971**
Variações cambiais	(152.580)	-	**(152.580)**	(152.580)	-	-	**(152.580)**
Ajuste a valor justo	56.678	12.349	**69.027**	56.678	12.029	-	**68.707**
Alienação de subsidiária[1]	-	-	**-**	9.075	(20.306)	-	**(11.231)**
Amortização de principal	(491.184)	(218.071)	**(709.255)**	(941.183)	(500.139)	(2.500)	**(1.443.822)**
Amortização de juros	(43.302)	(207.372)	**(250.674)**	(465.424)	(323.470)	(98.262)	**(887.156)**
Saldos em 31.12.2023	**2.206.361**	**6.635.529**	**8.841.890**	**12.420.232**	**7.686.024**	**570.988**	**20.677.244**
Ingressos	772.232	3.427.620	**4.199.852**	1.089.011	2.927.620	-	**4.016.631**
Ingresso por aquisição de subsidiárias[1]	-	-	**-**	998.299	211.147	-	**1.209.446**
Juros	107.504	576.979	**684.483**	209.869	622.141	65.146	**897.156**
Variações monetárias	56.320	266.562	**322.882**	458.459	325.427	-	**783.886**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	**-**	469.668	-	-	**469.668**
Variações cambiais	251.069	-	**251.069**	251.069	-	-	**251.069**
Ajuste a valor justo	25.243	(489.031)	**(463.788)**	25.243	(489.031)	-	**(463.788)**
Amortização de principal	(881.648)	(644.071)	**(1.525.719)**	(1.482.227)	(976.656)	(2.500)	**(2.461.383)**
Amortização de juros	(29.080)	(428.075)	**(457.155)**	(596.343)	(502.303)	(146.347)	**(1.244.993)**
Saldos em 31.12.2024	**2.508.001**	**9.345.513**	**11.853.514**	**13.843.280**	**9.804.369**	**487.287**	**24.134.936**

(1) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

b.1) Principais transações realizadas em 2024

b.1.1) Financiamentos em moeda nacional

b.1.1.1) Contratação de novos financiamentos

Em junho de 2024, a Companhia, por meio das controladas indiretas Assú Sol 1, 2, 3 e 5, assinou contratos de financiamento com o BNB, no valor total de R$ 308.000, deste valor foi liberado o montante de R$ 215.600 (R$ 213.600 líquidos dos custos de captação) em agosto de 2024. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Em setembro de 2024, a Companhia, por meio da controlada indireta Assú Sol 8, assinou um contrato de financiamento com o BNB, no valor total de R$ 67.000, tendo sido liberado em novembro de 2024 o montante de R$ 46.900 (R$ 45.774 líquidos dos custos de captação). Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Em novembro de 2024, a Companhia, assinou um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R$ 700.000, porém nenhum recurso foi liberado até 31.12.2024. A expectativa é que os recursos sejam liberados ao longo de 2025. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção das usinas do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. As principais condições contratadas foram estas:

		Condições de pagamento			
Empresa	Juros (a.a.)	Vencimento	Principal	Juros	Valor
EBE	IPCA + 7,9519%	09.2048	Mensal a partir de 06.2026	Mensal a partir de 06.2026	200.000
	9,54%	09.2040	Mensal a partir de 06.2026	Mensal a partir de 06.2026	500.000

b.1.1.2) Liberação de financiamentos

Ao longo de 2024 foi liberado o montante de R$ 787.000 (R$ 772.232 líquidos dos custos de captação) para a Controladora, referente ao financiamento com o BNDES contratado em 2022. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

Em fevereiro de 2024, foi liberado o montante de R$ 57.980 (R$ 57.405 líquidos de custos de captação) para a controlada indireta Gavião Real, referente a todo o valor do crédito do financiamento com o BASA, contratado durante o ano de 2023. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das linhas de transmissão e da subestação do Projeto Gavião Real.

b.1.1.3) Ingresso por aquisição de subsidiárias

Em março de 2024, a Companhia concluiu a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro e Lar do Sol. Estes conjuntos possuem financiamentos firmados com o BNB, no montante de R$ 998.299.

b.1.2) Debêntures em moeda nacional

b.1.2.1) Emissão de novas debêntures

Em 03.07.2024, ocorreu a liquidação da 12ª emissão de debêntures simples pela Controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em 3 séries, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R$ 2.000.000 (R$ 1.960.657, líquidos dos custos de captação). Das séries emitidas, a série 4, no valor de R$ 500.000 foi adquirida pelas subsidiárias da Companhia. Para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros das Séries 1 e 2, foram contratadas operações de *swap* com o Banco XP investimentos em 02.07.2024 e 05.09.2024, respectivamente. Os recursos dessa emissão de debêntures serão utilizados para fazer frente ao plano de investimentos da Companhia e para formação de capital de giro.

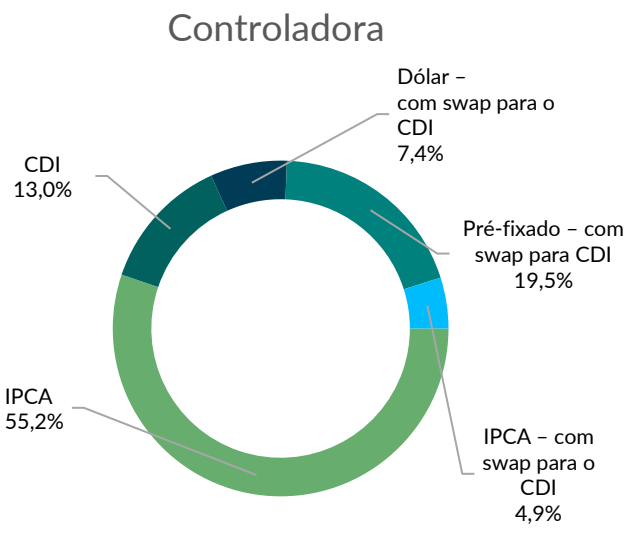
Em 04.10.2024, a Companhia liquidou a 13ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em série única, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R$ 1.500.000 (R$ 1.466.963, líquidos dos custos de emissão). Para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros, foi contratada operação de *swap* com o Banco Itaú no período da liquidação. Os recursos dessa emissão de debêntures serão utilizados para fazer frente ao plano de investimentos da Companhia e para formação de capital de giro.

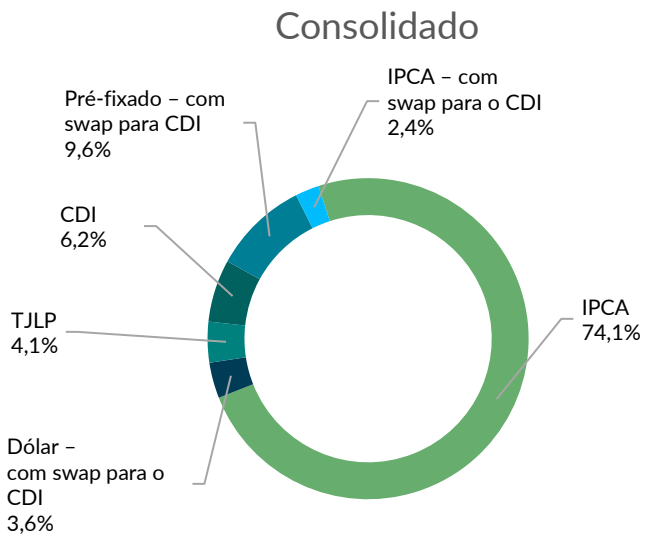
b.1.2.2) Ingresso por aquisição de subsidiárias

Em março de 2024, a Companhia concluiu a aquisição do Conjunto Fotovoltaico São Pedro que possui debêntures emitidas, no montante de R$ 211.147.

c) Composição das dívidas por indexadores e moeda

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	-	-	994.475	1.079.364
IPCA	1.633.830	722.207	11.974.634	9.856.714
Não indexado (taxa pré-fixada)	-	9	-	9
Moeda estrangeira – com *hedge*				
Dólar – com *swap* para o CDI	874.171	1.484.145	874.171	1.484.145
	2.508.001	**2.206.361**	**13.843.280**	**12.420.232**
Debêntures				
IPCA	4.923.676	5.307.544	5.910.218	6.358.039
CDI	1.536.252	1.001.910	1.008.566	1.001.910
IPCA – com *swap* para o CDI	575.402	-	575.402	-
PRE – com *swap* para o CDI	2.310.183	326.075	2.310.183	326.075
	9.345.513	**6.635.529**	**9.804.369**	**7.686.024**
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	487.287	570.988
	11.853.514	**8.841.890**	**24.134.936**	**20.677.244**





d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2024	2023
TJLP	7,4%	6,6%
CDI	12,2%	11,7%
IPCA	4,8%	4,6%
Dólar norte-americano	27,9%	-7,2%

e) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis apresentados no passivo não circulante

	Controladora				
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
2026	669.312	1.418.672	2.087.984	(55.306)	2.032.678
2027	77.597	865.520	943.117	-	943.117
2028	77.597	1.093.684	1.171.281	58.629	1.229.910
2029	77.597	1.095.963	1.173.560	86.000	1.259.560
2030	77.597	1.325.585	1.403.182	163.966	1.567.148
2031 a 2035	387.987	1.740.745	2.128.732	48.702	2.177.434
2036 a 2040	387.987	171.236	559.223	-	559.223
2041 a 2045	387.987	228.796	616.783	-	616.783
2046	77.597	32.412	110.009	-	110.009
Total	**2.221.258**	**7.972.613**	**10.193.871**	**301.991**	**10.495.862**

	Consolidado					
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de hedge
2026	1.211.114	1.219.515	12.500	2.443.129	(55.306)	2.387.823
2027	635.141	1.048.616	12.500	1.696.257	-	1.696.257
2028	652.389	1.112.386	30.000	1.794.775	58.629	1.853.404
2029	663.718	1.115.412	42.500	1.821.630	86.000	1.907.630
2030	673.570	1.345.831	52.500	2.071.901	163.966	2.235.867
2031 a 2035	3.535.004	1.831.246	327.145	5.693.395	48.702	5.742.097
2036 a 2040	3.309.334	171.236	-	3.480.570	-	3.480.570
2041 a 2045	2.168.601	228.796	-	2.397.397	-	2.397.397
2046 a 2047	82.538	32.412	-	114.950	-	114.950
Total	**12.931.409**	**8.105.450**	**477.145**	**21.514.004**	**301.991**	**21.815.995**

f) Condições das principais dívidas contratadas

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2024
Controladora						
Empréstimos e financiamentos						
Moeda nacional						
BNDES - Assuruá	-	IPCA + 6,70% a.a.	Mensais	Mensais	12.2046	1.633.830
Moeda estrangeira (dólar)						
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	276.775
Scotiabank IV	-	2,002% a.a. com *swap* para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	07.2026	597.396
Debêntures						
Moeda nacional						
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anuais a partir de 07.2017	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	364.013
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Anuais a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	369.887
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Anuais a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	331.191
9 ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Anuais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	793.388
9 ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Anuais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	742.230
9 ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Semestrais a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	521.478
9 ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Semestrais a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	144.827
10 ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Anuais a partir de 09.2022	Anuais a partir de 09.2023	09.2046	441.281

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2024
			Encargos	Principal		
Moeda nacional						
11 ª Emissão – Série 1	1.085.600	IPCA + 5,9325 % a.a.	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2031	11.2033	1.117.829
11 ª Emissão – Série 2	96.278	IPCA + 6,0691 % a.a.	Anuais a partir de 11.2024	3 parcelas anuais a partir de 11.2036	11.2038	97.552
11 ª Emissão – Série 3	318.122	10,90% a.a. com *swap* para CDI + 0,378%	11.2028	11.2028	11.2028	285.087
11 ª Emissão – Série 4	900.000	CDI + 1,0000% a.a.	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2027	11.2028	908.468
11 ª Emissão – Série 5	100.000	CDI + 1,1000% a.a.	Semestrais a partir de 05.2024	2 parcelas anuais a partir de 11.2029	11.2030	100.870
12 ª Emissão – Série 1	863.239	12,4974% com *swap* para CDI + 0,155%	Semestrais (última parcela 8 meses)	08.2029	08.2029	742.476
12 ª Emissão – Série 2	636.761	IPCA + 6,7766% com *swap* para CDI +0,43%	Anuais	3 parcelas anuais a partir de 06.2032	06.2034	575.402
12 ª Emissão – Série 4	500.000	CDI + 0,55%	06.2026	06.2026	06.2026	526.914
13 ª Emissão – Série 1	1.500.000	12,2372% com swap para CDI - 0,11%	Semestrais	09.2030	09.2030	1.282.620
Controladas						
Empréstimos e financiamentos						
Ferrari						
BNDES Ampliação	-	TJLP + 1,7600% a.a. [2]	Mensais a partir de 02.2017	Mensais a partir de 02.2017	07.2032	36.496
Assú V						
BNB	-	IPCA + 1,7624% a.a.	Trimestrais a partir de 01.2019; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	78.970
BNB Aplicação	-	IPCA médio 12 meses + 4,4108% a.a.	Trimestrais a partir de 08.2022; Mensais a partir de 09.2024	Mensais a partir de 09.2024	08.2039	8.810

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2024
Conjunto Eólico Campo Largo						
BNDES	-	TJLP + 2,5200% a.a. [2]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	337.668
BNDES	-	TJLP + 1,8200% a.a. [2]	Mensais a partir de 07.2019	Mensais a partir de 07.2019	06.2035	393.268
Conjunto Eólico Campo Largo II						
BNDES	-	IPCA + 4,2338% a.a.	Mensais a partir de 09.2021	Mensais a partir de 09.2021	12.2039	1.342.756
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I						
BNDES	-	IPCA + 3,9074% a.a.	Mensais a partir de 12.2019	Mensais a partir de 12.2019	12.2038	1.226.676
Gralha Azul						
BNDES	-	IPCA + 3,8259% a.a.	Mensais a partir de 10.2023	Mensais a partir de 10.2023	03.2044	1.951.361
Novo Estado						
BNDES	-	IPCA + 4,6733% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	05.2044	2.187.951
BASA	-	IPCA + 1,4452% a.a.	Mensais a partir de 11.2022	Mensais a partir de 11.2022	08.2044	733.167
Santo Agostinho						
BNDES	-	IPCA + 6,1558% a.a.	Mensais a partir de 01.2024	Mensais a partir de 01.2024	11.2045	1.042.248
Floresta						
BNDES	-	TJLP + 2,1500% a.a. [2]	Mensais a partir de 06.2019	Mensais a partir de 06.2019	10.2036	227.043
Paracatu						
BNDES	-	IPCA + 4,9778% a.a.	Mensais a partir de 11.2018	Mensais a partir de 11.2018	10.2038	494.421

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2024
			Encargos	Principal		
Conjunto Eólico Assú Sol						
Assú Sol 1 e 2						
BNB - FNE	-	IPCA + 5,0265% (sem BA[3]) IPCA + 4,2725% (com BA[3])	Trimestrais na carência e mensais a partir de 07.2027	Mensal a partir de 07.2027	06.2044	100.210
BNB - AFD	-	IPCA + 11,0000%	Semestrais a partir de 04.2025	Semestral a partir de 10.2026	04.2034	7.414
Assú Sol 3 e 5						
BNB - FNE	-	IPCA + 5,0265% (sem BA[3]) IPCA + 4,2725% (com BA[3])	Trimestrais na carência e mensais a partir de 08.2027	Mensal a partir de 08.2027	07.2044	101.645
BNB - AFD	-	IPCA + 11,0000%	Semestrais a partir de 04.2025	Semestral a partir de 10.2026	04.2034	7.414
Assú Sol 8						
BNB - FNE	-	IPCA + 5,1716% (sem BA[3]) IPCA + 4,3959% (com BA[3])	Trimestrais na carência e mensais a partir de 11.2027	Mensal a partir de 11.2027	10.2040	43.339
BNB - AFD	-	IPCA + 11,0000%	Semestrais a partir de 04.2025	Semestral a partir de 10.2026	04.2034	3.567

			Condições de Pagamento			
	Quantidade[1]	Remuneração	Encargos	Principal	Vencimento	Saldos em 31.12.2024
Conjunto Eólico Engie Energia Solar Holding I						
Juazeiro I, II, III e IV						
BNB	-	IPCA + 2,1822% (sem BA[3]) IPCA + 1,8549% (com BA[3])	Mensal	Mensal	03.2038	233.320
Sertão Solar Barreiras I, II, III e IV						
BNB	-	IPCA + 2,1822% (sem BA[3]) IPCA + 1,8549% (com BA[3])	Mensal	Mensal	12.2038	180.741
Sol do Futuro I, II e III						
BNB	-	IPCA + 2,0766% (sem BA[3]) IPCA + 1,7651% (com BA[3])	Mensal	Mensal	07.2038	128.844
Conjunto Eólico Engie Energia Solar Holding II						
BNB	-	IPCA + 3,1504% (sem BA[3]) IPCA + 2,6778% (com BA[3])	Mensal	Mensal	11.2045	410.306
Gavião Real						
BASA	-	IPCA + 5,7783% (sem BA[3]) IPCA + 4,9116% (com BA[3])	Mensais a partir da liberação	Mensais a partir de 05.2027	11.2047	57.644
Controladas						
Debêntures						
Jaguara						
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	464.744
Miranda						
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestrais a partir de 12.2018	Semestrais a partir de 06.2020	06.2027	320.187
São Pedro II						
1ª Emissão - Série 1	113.205	IPCA + 4,40% a.a.	Semestral	Semestral	12.2034	108.526
São Pedro IV						
1ª Emissão - Série 1	95.518	IPCA + 4,40% a.a.	Semestral	Semestral	12.2034	93.085

	Quantidade[1]	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2024
			Encargos	Principal		
Ações Preferenciais Resgatáveis						
Novo Estado						
APR Itaú	-	CDI + 1,05% a.a.	Semestrais a partir de 10.2023	Anuais a partir de 10.2023	10.2034	487.287

(1) Aplicável somente para debêntures.
(2) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
(3) Bônus de Adimplemento: condição de redução pelo fator 0,85 aplicada aos juros incorridos nas parcelas do serviço da dívida pagas em dia. Condição prevista para os financiamos por receberem recursos do Fundo Constitucional do Nordeste.

Nos anos de 2024 e 2023 a Companhia não contratou operações de risco sacado junto às instituições financeiras.

Mais informações acerca dos instrumentos de proteção vide Nota 13 – 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) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

- **Financiamento de empreendimentos de geração eólica:** (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (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) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (f) contas reserva em montante equivalente a 3 meses das despesas contratuais de operação e manutenção; e (g) fiança corporativa.

- **Financiamento de empreendimentos de geração fotovoltaica:** (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (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) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (f) contas reserva em montante equivalente a 3 meses das despesas de operação e manutenção.

- **Financiamento de empreendimentos de transmissão:** (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) contas reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa.

g.2) Banco da Amazônia (Basa)

- **Financiamento de empreendimentos de transmissão:** (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) contas reserva em montante equivalente a 6 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa ou fiança bancária.

g.3) Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

- **Financiamento de empreendimento de geração fotovoltaica:** (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (d) contas reserva em valor mínimo entre 2,50% no período pré baixa das fianças bancárias e até 8,18% no período pós baixa das fianças bancárias, do saldo devedor total do financiamento; (e) contas reserva em valor mínimo equivalente a 25% das despesas contratuais anuais de operação e manutenção dos projetos (em alguns financiamentos está previsto um valor fixo); e (f) fiança corporativa ou fiança bancária.

g.4) Debêntures

- **Debêntures das controladas Jaguara e Miranda**: (a) cessão dos direitos emergentes das concessões; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social; (d) fiança corporativa.

- **Debêntures das controladas São Pedro II e IV**: (a) cessão dos direitos emergentes das autorizações; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (d) penhor da totalidade das ações representativas do capital social; (d) contas reserva em montante equivalente ao próximo pagamento do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa.

h) Compromissos contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*	Medição em 31.12.2024
Consolidado		
Empréstimos e financiamentos		
Scotiabank e MUFG	(i) Ebitda/Despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5	(i) 3,99 (ii) 3,32
Debêntures		
6ª, 7ª e 9ª Emissões	(i) Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 (ii) Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5	(i) 3,99 (ii) 3,32
Controladas		
Empréstimos e financiamentos		
BNDES	ICSD[1] ≥ 1,10 ou ≥ 1,25 ou ≥ 1,30 dependendo da controlada	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
BASA	ICSD[1] ≥ 1,3	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
BNB e Bancos Fiadores	ICSD[1] ≥ 1,3 ou Comprometimento da capacidade de pagamento[2] ≤ 70%	Nenhum *covenant* gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
Debêntures		
Jaguara – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,10	1,51
Miranda – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,10	1,18
São Pedro II – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,20	0,78[3]
São Pedro IV – 1ª Emissão	Individual: ICSD[1] ≥ 1,20	1,52

(1) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.
(2) Comprometimento da Capacidade de Pagamento: Geração de caixa da atividade / Amortizações de principal.
(3) A Escritura de Emissão de Debêntures prevê que o descumprimento do ICSD por 2 anos seguidos ou 3 alternados, num intervalo de 5 anos, é caracterizado como inadimplemento contratual. O exercício de 2024 foi o 1º ano com medição do ICSD abaixo do mínimo.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures estão sendo cumpridos pela Companhia e suas controladas. Em 05.09.2024 foi celebrado o aditamento do contrato de financiamento para a Ampliação de Ferrari junto ao BNDES que formalizou a descontinuidade da obrigação da ENGIE, garantidora deste financiamento, de atender anualmente o limite máximo de 3,5x no compromisso financeiro contratual (*covenant*) Dívida Líquida / EBITDA. Cabe destacar que o compromisso contratual (*covenant*) mais restritivo atualmente passou a ser o proveniente de certos contratos de debêntures e de financiamentos da controladora, que limita em 4,5 a razão entre o endividamento bruto e o Ebitda.

Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

NOTA 15. 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Usina Hidrelétrica Cana Brava	3.158.133	3.217.854	3.158.133	3.217.854
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.509.346	1.507.553	1.509.346	1.507.553
Usina Hidrelétrica São Salvador	637.473	631.183	637.473	631.183
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	64.152	63.312
	5.304.952	**5.356.590**	**5.369.104**	**5.419.902**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	789.209	754.774	796.725	762.588
Passivo não circulante	4.515.743	4.601.816	4.572.379	4.657.314
	5.304.952	**5.356.590**	**5.369.104**	**5.419.902**

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 30.09.2033	61.280	536.200	527.605	4.677.692
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.11.2034	31.109	308.501	214.326	2.192.381
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	248.333	86.938	1.092.524
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 27.04.2040	1.965	25.727	8.597	112.721

c) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2022	**5.193.447**	**5.255.952**
Atualização do valor presente	485.066	489.658
Variações monetárias	104.865	109.239
Amortizações	(426.788)	(434.947)
Saldos em 31.12.2023	**5.356.590**	**5.419.902**
Atualização do valor presente	489.532	494.241
Variações monetárias	256.846	261.441
Amortizações	(798.016)	(806.480)
Saldos em 31.12.2024	**5.304.952**	**5.369.104**

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

	Controladora	Consolidado
2026	734.997	743.094
2027	671.014	677.781
2028	612.491	618.641
2029	559.216	564.807
2030	510.610	515.672
2031 a 2035	1.354.436	1.370.566
2036 a 2038	72.979	81.818
Concessões a pagar	**4.515.743**	**4.572.379**

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 16. 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Provisão para participação nos resultados e bônus	82.685	75.483	82.710	75.508
Férias a pagar	31.664	34.761	33.248	36.734
Folha de pagamento	10.903	7.701	11.659	8.323
Provisão para gastos com demissão voluntária	3.372	15.822	3.372	15.822
	128.624	**133.767**	**130.989**	**136.387**

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 permaneceram vigentes até a conclusão do plano, 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.

Os valores presentes dos compromissos são apurados 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, bem como outras empresas do grupo vendidas em exercícios anteriores. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de CD e BD, este último fechado para novas adesões.

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.

Em 19.01.2024, a PREVIC autorizou a transferência de gestão do plano BD da ELOS para a PREVIG, bem como aprovou as adaptações propostas ao regulamento da Plano BD ELOS-ENGIE, e o convênio de adesão formado entre a ENGIE e a PREVIG. Essa transferência foi motivada e iniciada pela ENGIE, visando a concentração da gestão dos planos de benefícios em uma única fundação. Após a transferência todas as atividades de gestão relativas ao plano BD serão realizadas pela PREVIG, cujo nome passou a ser denominado como PREVIG BD-2.

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 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

	Controladora e Consolidado					
	PREVIG BD-2[1]		PREVIG BD-1		PREVIG BSPS	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Ativos	-	1	1	2	2	2
Aposentados	1.211	1.262	336	338	71	71
Pensionistas	711	721	87	88	11	10
	1.922	**1.984**	**424**	**428**	**84**	**83**

(1) Em 19.01.2024, a PREVIC autorizou a transferência de gestão do plano BD da ELOS para a PREVIG, bem como aprovou as adaptações propostas ao regulamento do Plano BD ELOS-ENGIE, e o convênio de adesão formado entre a ENGIE e a PREVIG. Esse plano foi denominado BD-2.

b.4) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Controladora e Consolidado					
	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	31.791	230.071	261.862	29.067	249.372	278.439
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	46	-	46
Déficit não contratado	447	1.906	2.353	5.014	116.704	121.718
Passivo atuarial registrado	**32.284**	**231.977**	**264.261**	**34.127**	**366.076**	**400.203**

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 a respectiva Fundação.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	Controladora e Consolidado
	PREVIG
2026	33.213
2027	35.111
2028	37.118
2029	36.494
2030	19.860
2031 a 2035	68.275
	230.071

b.5) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos					
	ELOS BD[1]	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS	GC	Total
31.12.2023						
Valor presente das obrigações	1.347.748	-	390.433	68.931	2.636	1.809.748
Valor justo dos ativos	(973.485)	-	(367.205)	(87.038)	-	(1.427.728)
Avaliação Atuarial	**374.263**	**-**	**23.228**	**(18.107)**	**2.636**	382.020
Excedente de obrigações contratadas	-	-	-	18.183	-	18.183
Passivo registrado em 31.12.2023	**374.263**	**-**	**23.228**	**76**	**2.636**	**400.203**
31.12.2024						
Valor presente das obrigações	-	1.213.835	353.234	64.907	2.353	1.634.329
Valor justo dos ativos	-	(933.604)	(352.399)	(87.121)	-	(1.373.124)
Avaliação Atuarial	**-**	**280.231**	**835**	**(22.214)**	**2.353**	261.205
Excedente de obrigações contratadas	-	(18.369)	(789)	22.214	-	3.056
Passivo registrado em 31.12.2024	**-**	**261.862**	**46**	**-**	**2.353**	**264.261**

(1) Em 19.01.2024, a PREVIC autorizou a transferência de gestão do plano BD da ELOS para a PREVIG, bem como aprovou as adaptações propostas ao regulamento do Plano BD ELOS-ENGIE, e o convênio de adesão formado entre a ENGIE e a PREVIG. Esse plano foi denominado BD-2.

b.6) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimento em 31.12.2024

	Planos		
	PREVIG BD-2[1]	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS
Renda fixa	94,8%	98,5%	99,9%
Empréstimos	1,9%	1,5%	-
Imóveis	2,8%	-	-
Outros	0,5%	-	0,1%
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	11,3%	11,1%	10,7%

(1) Em 19.01.2024, a PREVIC autorizou a transferência de gestão do plano BD da ELOS para a PREVIG, bem como aprovou as adaptações propostas ao regulamento do Plano BD ELOS-ENGIE, e o convênio de adesão formado entre a ENGIE e a PREVIG. Esse plano foi denominado BD-2.

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-2	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2022	**268.328**	**-**	**2.261**	**-**	**2.385**	**272.974**
Contribuição e custo do serviço corrente	245	-	-	-	(824)	(579)
Pagamentos de obrigações contratadas	(46.460)	-	(2.080)	-	-	(48.540)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	30.682	-	90	-	250	31.022
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:						
Ajuste pela experiência demográfica	17.620	-	(1.922)	(2.510)	646	13.834
Mudanças nas premissas financeiras	76.255	-	23.366	2.204	179	102.004
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	30.262	-	7.519	2.092	-	39.873
Mudanças nos limites de superávit e déficit	(2.669)	-	(6.006)	(1.710)	-	(10.385)
	121.468	**-**	**22.957**	**76**	**825**	**145.326**
Passivo registrado em 31.12.2023	**374.263**	**-**	**23.228**	**76**	**2.636**	**400.203**
Transferência de gestão do plano	**(374.263)**	**374.263**	-	-	-	-
Contribuição e custo do serviço corrente	-	305	-	-	(763)	(458)
Pagamentos de obrigações contratadas	-	(44.122)	(343)	-	-	(44.465)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	-	31.291	1.173	-	243	32.707
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:						
Ajuste pela experiência demográfica	-	(13.130)	6.070	710	(43)	(6.393)
Mudanças nas premissas financeiras	-	(152.628)	(42.518)	(1.320)	280	(196.186)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	-	65.883	12.436	2.772	-	81.091
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	-	(2.238)	-	(2.238)
	-	**(99.875)**	**(24.012)**	**(76)**	**237**	**(123.726)**
Passivo registrado em 31.12.2024	**-**	**261.862**	**46**	**-**	**2.353**	**264.261**

b.8) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2025

	Planos			
	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	28.615	92	253	28.960
Custo do serviço corrente	-	-	194	194
Despesas líquidas	**28.615**	**92**	**447**	**29.154**

b.9) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2024	31.12.2023
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano PREVIG BD-2	6,8%	9,8%
Plano PREVIG BD-1	6,8%	9,8%
Plano PREVIG BSPS	6,7%	9,8%
GC	6,8%	9,8%
Duration, em anos		
Plano PREVIG BD-2	7,73	7,75
Plano PREVIG BD-1	8,56	8,57
Plano PREVIG BSPS	9,13	9,13
GC	7,95	7,79
Inflação	4,0%	3,9%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	4,0%	3,9%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	4,0%	3,9%
Fator de capacidade sobre os benefícios PREVIG BD-2	97,7%	98,0%
Fator de capacidade sobre os benefícios PREVIG BD-1 e PREVIG BSPS	98,0%	98,0%
Fator de capacidade sobre os salários PREVIG BD-1, PREVIG BSPS E PREVIG BD-2	100,0%	100,0%
Fator de capacidade (benefícios e salários) GC	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2024 e 31.12.2023
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano PREVIG BD-2	AT-2000 (básica, segregada por sexo)
Planos PREVIG BD-1 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 BD-1, BD-2 e BSPS	Nula
Tábua de Rotatividade GC	2,80%
% de ativos casados na data da aposentadoria	
Planos PREVIG BD-1 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-1	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 PREVIG BD-2, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral ("Família Real").

b.10) Análise de sensibilidade

	Planos			
	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(8.288)	(2.657)	(521)	(18)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	8.393	2.694	529	18

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 31.12.2024 era R$ 1.002.207 (R$ 946.235 em 31.12.2023). Em 2024, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R$ 14.792 (R$ 14.038 em 2023).

NOTA 17. 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 financeiras, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

a) Provisões

a.1) Composição das provisões

A composição das contingências de riscos prováveis de desembolso futuro e das provisões de desmobilização de ativos de geração é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	22.564	51.576	39.209	67.039
Ambientais	24.284	17.951	24.284	17.951
Benefícios de aposentadoria	3.764	2.502	3.764	2.502
Ações diversas	6.039	10.583	11.567	20.346
	56.651	**82.612**	**78.824**	**107.838**
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	120.382	108.549	120.382	108.549
Ações diversas	7.239	10.761	8.105	11.465
	127.621	**119.310**	**128.487**	**120.014**
Trabalhistas	**30.623**	**22.801**	**30.843**	**22.910**
Desmobilização de ativos de geração	-	-	**366.094**	**257.796**
	214.895	**224.723**	**604.248**	**508.558**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	5.531	950	5.819	951
Passivo não circulante	209.364	223.773	598.429	507.607
	214.895	**224.723**	**604.248**	**508.558**

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, vários recursos foram interpostos nas instâncias superiores, igualmente sem sucesso. Face às sucessivas decisões desfavoráveis, bem como à jurisprudência do STJ, os advogados, a Companhia e o cliente entenderam por bem reavaliar o risco do processo para provável. Ato contínuo, foi formalizado acordo de pagamento do débito perante o Estado do Rio Grande do Sul, o qual está sendo adimplido pontualmente pela cliente. Ressalta-se que tal procedimento e responsabilização da cliente encontra-se amparado pelo termo de responsabilidade e reembolso retro citado, bem como se encontra garantido por imóvel dela. 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 10 – Imobilizado.

a.2) Mutação das provisões

	Controladora			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
Saldos em 31.12.2022	**79.477**	**110.878**	**20.836**	**211.191**
Adições de constituição[1]	14.865	6.605	5.356	26.826
Atualizações	5.609	3.420	2.142	11.171
Reversão por pagamento[2]	(703)	(281)	(1.579)	(2.563)
Reversão por revisão	(16.636)	(1.312)	(3.954)	(21.902)
Saldos em 31.12.2023	**82.612**	**119.310**	**22.801**	**224.723**
Adições de constituição[1]	45	10.737	5.514	16.296
Alteração de natureza	1.098	(1.098)	-	-
Atualizações[3]	15.395	13.650	3.722	32.767
Reversão por pagamento[2]	(9.749)	(3.578)	(1)	(13.328)
Reversão por revisão[4]	(32.750)	(11.400)	(1.413)	(45.563)
Saldos em 31.12.2024	**56.651**	**127.621**	**30.623**	**214.895**

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.
(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.
(3) O montante de R$ 11.833 se refere ao processo de ICMS sobre venda de energia elétrica, o qual a Companhia tem direito de reembolso. Dessa forma, a atualização foi reconhecida em contrapartida na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" e apresentado líquido no resultado.
(4) O montante de R$ 23.258 se refere a reversão de atualizações.

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2022	**104.038**	**110.989**	**21.804**	**299.069**	**535.900**
Adições de constituição[1]	21.641	7.339	5.582	(52.745)	(18.183)
Atualizações	6.634	3.426	2.178	11.472	23.710
Reversão por pagamento[2]	(1.774)	(280)	(2.410)	-	(4.464)
Reversão por revisão	(22.701)	(1.460)	(4.244)	-	(28.405)
Saldos em 31.12.2023	**107.838**	**120.014**	**22.910**	**257.796**	**508.558**
Adições de constituição[1]	2.891	10.921	5.517	81.992	101.321
Alteração de natureza	1.098	(1.098)	-	-	-
Atualizações[3]	18.072	13.699	3.739	26.306	61.816
Reversão por pagamento[2]	(14.012)	(3.649)	(86)	-	(17.747)
Reversão por revisão[4]	(37.063)	(11.400)	(1.237)	-	(49.700)
Saldos em 31.12.2024	**78.824**	**128.487**	**30.843**	**366.094**	**604.248**

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.
(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.
(3) O montante de R$ 11.833 se refere ao processo de ICMS sobre venda de energia elétrica, o qual a Companhia tem direito de reembolso. Dessa forma, a atualização foi reconhecida em contrapartida na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" e apresentado líquido no resultado.
(4) O montante de R$ 31.306 se refere a reversão de atualizações

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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais	**1.705.491**	**1.437.672**	**1.709.570**	**1.443.141**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	876.866	695.830	876.866	695.830
Contingências vinculadas a subsidiária alienada	603.499	544.421	603.499	544.421
Créditos extemporâneos de PIS/Cofins	91.238	83.999	91.238	83.999
Denúncia espontânea	13.398	10.513	13.398	10.513
Outros	120.490	102.909	124.569	108.378
Cíveis	**54.182**	**40.597**	**132.753**	**93.436**
Trabalhistas	**6.230**	**6.344**	**6.308**	**6.469**
	1.765.903	**1.484.613**	**1.848.631**	**1.543.046**

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 recomposição do custo assumido pela Companhia em razão da compra de combustíveis, de propriedade da CCC/CDE, utilizados na geração de energia das termelétricas, 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 propriedade 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 propriedade 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, porém este também foi indeferido, encerrando as possibilidades por meio administrativo. Em 19.12.2023, a Companhia ajuizou a ação judicial correspondente a qual tramita na Justiça Federal. Fomos citados da Execução Fiscal e requeremos a sua suspensão em função da garantia apresentada na ação anulatória e solicitamos que esta seja tratada como embargos. Em 15.10.2024, foi proferida decisão aceitando a garantia apresentada. Nos autos da ação anulatória, houve a prolação de sentença desfavorável, contra a qual foi interposto recurso de apelação, que aguarda julgamento.

Por fim, a posição da Companhia e de seus advogados é no sentido de que a evolução do caso, 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 na esfera judicial. Em 2024, o débito foi inscrito em dívida ativa, sendo majorado em 20% relativos aos encargos legais da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN), estando garantido judicialmente. O montante atualizado em 31.12.2024 era de R$804.700.

Em 2023, a Companhia foi autuada da lavratura de novo auto de infração referente às contribuições do PIS e Cofins sobre reembolso de carvão pela CDE, dessa vez referente ao período de fevereiro a agosto de 2018, sendo protocolada Impugnação que aguarda julgamento. A autuação soma o montante, atualizado em 31.12.2024, de R$72.166.

Estes processos permanecem 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.

- Contingências vinculadas à subsidiária alienada (Diamante)

No ano de 2023, a Diamante foi autuada por meio da lavratura de novo auto de infração referente às contribuições do PIS e COFINS, dos anos de 2019 e 2020, cobrando tais tributos em razão de reembolso de carvão pela CDE. Foi protocolada impugnação que teve julgamento contrário a Companhia em 26.03.2024. Em razão da decisão, foi interposto Recurso Voluntário que em novembro de 2024 foi julgado improcedente pelo Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF), decisão ainda pendente de publicação. Diante disso, a companhia irá interpor recurso especial para a Câmara Administrativa Superior. O valor total da autuação, atualizado em 31.12.2024, é de R$ 317.884.

Ainda em 2023, a Diamante foi autuada através da lavratura de novo auto de infração, cobrando IRPJ/CSLL, apurados sob a sistemática do lucro presumido, do ano de 2018, em razão de reembolso de carvão pela CDE. Foi protocolada impugnação que teve julgamento desfavorável a companhia. Em 16.02.2024, foi interposto Recurso Voluntário. Tal recurso teve decisão favorável do Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF) em novembro de 2024 - aguardando a publicação da decisão. Provavelmente a Receita Federal entrará com recurso especial para a Câmara Administrativa Superior. O valor total da autuação, atualizado em 31.12.2024, é de R$ 285.615.

Embora a empresa autuada seja a Diamante, nos períodos em discussão a Diamante ainda se encontrava como subsidiária da Companhia e as questões aqui apresentadas, estão previstas no contrato de venda e permanecem sobre responsabilidade da Companhia.

- Créditos extemporâneos de PIS/COFINS

Em 23.06.2023, a companhia foi autuada pela Receita Federal do Brasil, a respeito da glosa de compensação de créditos de PIS/Cofins levantados extemporaneamente. Após fiscalização, a RFB glosou esses créditos sob a alegação de que (i) o procedimento de retificação das declarações, necessário para constituir os créditos, não foi observado; e (ii) tais despesas não seriam vinculadas à atividade da Empresa. Contra a autuação foi apresentada impugnação, a qual foi julgada improcedente. Após, foi interposto recurso voluntário que aguarda julgamento.

- 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.

a.3.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais	188.228	277.681	191.158	336.175
Cíveis	450.669	148.105	452.906	150.299
Trabalhistas	123.878	48.492	144.580	66.429
	762.775	**474.278**	**788.644**	**552.903**

b) Depósitos judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais e previdenciárias	40.450	28.015	48.991	31.000
Cíveis	10.732	20.981	15.228	22.260
Trabalhistas	8.287	5.660	8.372	5.745
	59.469	**54.656**	**72.591**	**59.005**

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 52.427 (R$ 24.467 em 31.12.2023) e R$ 66.467 (R$ 25.604 em 31.12.2023), na controladora e no consolidado, respectivamente, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 18. TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

a) Crédito de imposto de renda e contribuição social

Em 31.12.2024, a Companhia apresenta no ativo circulante o montante de R$ 403.482 e R$ 490.704 (R$ 186.570 e R$ 249.839 em 31.12.2023), 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 2025. Adicionalmente, a Companhia mantém o saldo em 31.12.2024 de R$ 323 e R$ 50.446 (R$ 329 e R$ 82.509 em 31.12.2023) na controladora e consolidado, respectivamente, relativos a créditos fiscais de PIS, Cofins e ICMS.

Na rubrica de outros ativos não circulantes, a Companhia mantém registrado os montantes de R$ 19.209 e R$ 39.832 (R$ 19.209 e R$ 32.642 em 2023) 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Imposto de renda e contribuição social a pagar	41.070	23.397	323.212	171.180
Outras obrigações fiscais e regulatórias	63.277	76.532	142.120	148.736
	104.347	**99.929**	**465.332**	**319.916**

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 financeiras 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Imposto de renda	38.811	21.976	226.114	117.301
Contribuição social	2.259	1.421	97.098	53.879
	41.070	**23.397**	**323.212**	**171.180**

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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
PIS e Cofins	22.061	31.020	60.608	54.675
Royalties	31.126	37.978	40.313	46.643
ICMS	2.318	1.565	19.620	28.972
INSS	2.838	2.520	7.101	9.221
ISSQN	823	602	3.955	4.960
Taxa de fiscalização	1.517	1.390	3.203	2.684
Outros	5.256	4.497	9.982	4.640
	65.939	**79.572**	**144.782**	**151.795**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(2.662)	(3.040)	(2.662)	(3.059)
	63.277	**76.532**	**142.120**	**148.736**

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

	Controladora				
		31.12.2024			31.12.2023
Natureza	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	1.912.944	478.236	172.165	650.401	693.350
Depreciação acelerada	983.803	245.951	88.542	334.493	329.831
AVJ e AVM sobre debêntures	476.681	119.170	42.901	162.071	-
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	338.768	84.692	30.489	115.181	135.218
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	120.382	30.096	10.834	40.930	36.906
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Encargos financeiros capitalizados	50.208	12.552	4.519	17.071	17.862
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	47.722	11.931	4.295	16.226	20.764
Outros	242.059	60.515	21.785	82.300	72.496
		1.068.220	**384.558**	**1.452.778**	**1.340.532**
Ativo:					
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	295.114	73.779	26.560	100.339	69.141
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	145.421	36.355	13.088	49.443	49.443
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	120.382	30.096	10.834	40.930	36.906
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	99.132	24.783	8.922	33.705	36.271
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	86.635	21.659	7.797	29.456	36.821
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	2.379	595	214	809	41.393
Outros	97.355	24.339	8.762	33.101	37.722
		223.830	**80.577**	**304.407**	**324.321**
Valor líquido		**844.390**	**303.981**	**1.148.371**	**1.016.211**

	Consolidado				
	31.12.2024				31.12.2023
Natureza	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Remuneração do ativo financeiro de concessão	3.161.313	790.328	284.518	1.074.846	905.257
Repactuação do risco hidrológico	2.162.796	522.770	194.652	717.422	782.120
Receita/custo de construção de infraestrutura de transmissão	1.679.691	419.923	151.172	571.095	605.234
Depreciação acelerada	1.357.668	292.103	122.190	414.293	463.401
Apropriação dos encargos financeiros	937.970	234.493	84.417	318.910	267.874
Intangível de bonificação pela outorga	595.679	148.920	53.611	202.531	174.270
AVJ e AVM sobre debêntures	476.681	119.170	42.901	162.071	-
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	338.768	84.692	30.489	115.181	135.218
Valor justo de direitos de projeto adquirido	218.765	54.691	19.689	74.380	77.580
ICMS sobre venda de energia elétrica	120.382	30.096	10.834	40.930	36.906
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	56.109	14.027	5.050	19.077	26.761
Outros	263.658	65.804	23.730	89.534	80.255
		2.802.094	**1.032.281**	**3.834.375**	**3.588.981**
Ativo:					
RBO	2.230.248	557.562	200.722	758.284	632.937
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	622.922	155.731	56.063	211.794	437.135
Perdas não realizados em operações de *hedge*	295.114	73.779	26.560	100.339	69.141
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	161.637	40.407	14.547	54.954	51.069
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	120.382	30.096	10.834	40.930	36.906
Custo de gestão de infraestrutura da usina	120.096	30.024	10.809	40.833	38.209
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	99.132	24.783	8.922	33.705	40.693
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	97.777	23.316	8.800	32.116	36.271
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	2.379	595	214	809	41.393
Outros	131.717	32.929	11.855	44.784	138.342
		981.446	**353.726**	**1.335.172**	**1.538.720**
Valor líquido		**1.820.648**	**678.555**	**2.499.203**	**2.050.261**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		1.835.463	683.890	2.519.353	2.087.298
Ativo[1]		(14.815)	(5.335)	(20.150)	(37.037)
Total		**1.820.648**	**678.555**	**2.499.203**	**2.050.261**

(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 31.12.2022	**694.143**	**1.454.773**
Impostos diferidos no resultado	371.479	642.993
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(49.411)	(49.411)
Alienação de subsidiária	-	1.906
Saldos em 31.12.2023	**1.016.211**	**2.050.261**
Impostos diferidos no resultado	90.093	406.875
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	42.067	42.067
Saldos em 31.12.2024	**1.148.371**	**2.499.203**

c.3) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2025	50.516	108.718	100.104	253.943
2026	4.219	81.571	50.970	216.154
2027	8.211	75.443	62.948	219.033
2028	58.700	99.424	113.992	233.550
2029	60.280	135.731	111.869	261.337
2030 a 2032	82.359	513.160	153.250	693.244
2033 a 2035	25.327	305.992	88.518	472.596
2036 a 2038	3.705	78.890	67.897	288.195
2039 em diante	11.090	53.849	585.624	1.196.323
	304.407	**1.452.778**	**1.335.172**	**3.834.375**

d) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora					
	2024			2023		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**4.675.930**	**4.675.930**	**4.675.930**	**3.798.447**	**3.798.447**	**3.798.447**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(1.168.983)**	**(420.834)**	**(1.589.817)**	**(949.612)**	**(341.860)**	**(1.291.472)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	809.734	291.504	1.101.238	642.991	231.477	874.468
Juros sobre o capital próprio	62.500	22.500	85.000	36.250	13.050	49.300
Incentivos fiscais[1]	2.941	855	3.796	8.996	-	8.996
Outros	3.292	(90)	3.202	(7.548)	(2.636)	(10.184)
	(290.516)	**(106.065)**	**(396.581)**	**(268.923)**	**(99.969)**	**(368.892)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(224.078)	(82.410)	(306.488)	4.417	(1.830)	2.587
Diferido	(66.438)	(23.655)	(90.093)	(273.340)	(98.139)	(371.479)
	(290.516)	**(106.065)**	**(396.581)**	**(268.923)**	**(99.969)**	**(368.892)**
Alíquota efetiva[2]	**6,2%**	**2,3%**	**8,5%**	**7,1%**	**2,6%**	**9,7%**

(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.
(2) A variação da alíquota efetiva se deve, substancialmente, pelas alienações societárias realizadas no exercício.

	Consolidado					
	2024			2023		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**5.705.971**	**5.705.971**	**5.705.971**	**4.397.300**	**4.397.300**	**4.397.300**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(1.426.493)**	**(513.537)**	**(1.940.030)**	**(1.099.325)**	**(395.757)**	**(1.495.082)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	178.529	64.270	242.799	248.279	89.381	337.660
Incentivos fiscais[1]	125.046	1.059	126.105	89.479	-	89.479
Juros sobre o capital próprio	62.500	22.500	85.000	36.250	13.050	49.300
Variação entre bases do lucro real e presumido	114.323	31.762	146.085	78.937	23.774	102.711
Selic sobre repetição de indébito tributário	-	-	-	3.710	1.327	5.037
Outros	(37.764)	(25.325)	(63.089)	(39.589)	(17.756)	(57.345)
	(983.859)	**(419.271)**	**(1.403.130)**	**(682.259)**	**(285.981)**	**(968.240)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(701.467)	(294.788)	(996.255)	(209.148)	(116.099)	(325.247)
Diferido	(282.392)	(124.483)	(406.875)	(473.111)	(169.882)	(642.993)
	(983.859)	**(419.271)**	**(1.403.130)**	**(682.259)**	**(285.981)**	**(968.240)**
Alíquota efetiva[2]	**17,2%**	**7,3%**	**24,6%**	**15,5%**	**6,5%**	**22,0%**

(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.
(2) A variação da alíquota efetiva se deve, substancialmente, pelas alienações societárias realizadas no exercício.

NOTA 19. 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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	417.217	278.977
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*[1]	362.731	240.483	362.731	723.438
Fornecedores[2]	61.191	58.336	332.126	227.977
Adiantamento de clientes	-	-	298.330	6.172
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	30.932	133.932
Dividendos e JCP não reclamados	14.092	31.287	14.273	31.468
Outras contas a pagar	36.426	33.967	156.478	129.336
	474.440	**364.073**	**1.612.087**	**1.531.300**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	51.580	171.343	496.338	1.005.382
Passivo não circulante	422.860	192.730	1.115.749	525.918
	474.440	**364.073**	**1.612.087**	**1.531.300**

(1) Mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.
(2) Mais informações vide Nota 12 - Fornecedores.

a) Ressarcimentos 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 e dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu, Floresta e Conjunto Fotovoltaico Engie Energia Solar I. 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. Em 31.12.2024, as movimentações decorrem do reconhecimento de novos montantes de ressarcimento às distribuidoras, os quais foram atenuados pela realização de saldos de ressarcimento de exercícios anteriores.

Os principais critérios de reconhecimento estão demonstrados abaixo:

Empresa	Leilão	Tipo	Critérios de reconhecimento	2024	2023
Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo, Umburanas – Fase I e Conjunto Fotovoltaico Juazeiro	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 receita de venda.	269.077	218.368
Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta/ Assú V	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** o preço é multiplicado por 106% se for até 10% abaixo do contrato. Caso a geração seja abaixo de 90%, o multiplicador é de 115%. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização de evento na CCEE do contrato.	123.939	60.609
Conjunto Fotovoltaico São Pedro[1]	7º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	**Cálculo:** diferença entre energia contratada e energia gerada. **Valoração:** o preço é multiplicado por 106% se for até 10% abaixo do contrato. Caso a geração seja abaixo de 90%, o multiplicador é de 115%. **Pagamento:** 12 parcelas iguais diretamente na contabilização de evento na CCEE do contrato.	18.530	-
Conjunto Fotovoltaico Barreiras[1]	20º Leilão de Energia Nova / 22º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	**Cálculo:** (i)Toda a energia abaixo de 100% gera uma penalização, caso entre 100% e 90%, toda a geração não atendida pagará o maior entre PLD médio anual ou Preço do contrato. Caso abaixo de 90%, pagará o maior entre PLD médio anual ou 1,15 x Preço do contrato **Valoração:** Caso gere acima de 100%, a diferença será liquidada no MCP à PLD horário após atingimento do 100%. **Pagamento:** Redução da receita de venda, no menor número de parcelas possível (1 vez se menor que a 1a parcela, não fica negativo se maior, reduz da 2a parcela e assim por diante até pagamento integral)	5.671	-
				417.217	**278.977**

(1) As empresas fazem parte do Conjunto Fotovoltaico Engie Energia Solar I.

b) Adiantamento de clientes

Em 2024, a Companhia, por meio de sua controlada, ENGIE Brasil Comercializadora Ltda. (EBC), recebeu antecipadamente valores relativos ao contrato de venda de energia. A operação foi classificada como um passivo de contrato, e o reconhecimento da receita se dará quando da efetiva entrega da energia contratada, cujo prazo final é 31.12.2029.

c) Obrigações vinculadas à aquisição de ativos

Em 31.12.2024, a Companhia, por meio de suas controladas, mantinha registrados os montantes de R$ 19.800, R$ 5.860, R$ 3.054 e R$ 2.218 (R$ 1.225 de variação monetária) relativos ao reajuste do preço de compra da Solairedirect, à aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá, ao Conjunto Eólico Santo Agostinho e ao Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, respectivamente. Além disso, em 2024 a Companhia efetuou o pagamento no valor de R$ 104.225 referente a parcela de aquisição do Projeto Assuruá.

NOTA 20. 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 31.12.2024 e 31.12.2023.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2024 e 31.12.2023, 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 31.12.2024, era de R$ 13,81 (R$ 10,86 por ação em 31.12.2023).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2024 e 31.12.2023, era este:

	31.12.2024 / 31.12.2023	
Acionistas	**Lote de ações ordinárias**	**Participação no capital**
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.425.026	9,86%
Demais acionistas	174.861.923	21,43%
	815.927.740	**100,00%**

Em 31.12.2024 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 50.122 ações da Companhia (49.988 em 31.12.2023).

c) Reservas de capital

Em 16.03.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas em contrato, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações da ENGIE Solar e da Solairedirect, empresa anteriormente detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta. A operação resultou no registro do montante de R$ 176.543 em reservas de capital, correspondentes à diferença entre o valor da contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos e passivos transferidos.

d) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2024	**31.12.2023**
Reserva legal	980.530	980.530
Reserva de incentivos fiscais	283.024	282.471
Reserva de retenção de lucros	5.122.519	2.687.407
	6.386.073	**3.950.408**

d.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 nos exercícios seguintes.

d.2) Reserva 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 nº 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2024	31.12.2023
Lucro da exploração	**14.069**	**390.450**
Imposto de renda nominal (15%)	2.110	58.568
Adicional de imposto de renda	1.406	496
Imposto de renda calculado	**3.516**	**59.064**
Incentivo fiscal (%)	75%	75%
Incentivo fiscal calculado	**2.637**	**44.298**
Incentivo fiscal utilizado	**553**	**8.735**

d.3) Reserva de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades. Em 31.12.2024, a Administração da Companhia está propondo a destinação do valor de R$ 2.435.112 do lucro do exercício de 2024 para reserva de retenção de lucros (R$ 1.559.990 em 31.12.2023).

e) Ajustes de avaliação patrimonial

e.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.

e.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) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG; e (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela controlada em conjunto TAG, pelo Conjunto Eólico Serra do Assuruá e pelo Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

O quadro a seguir apresenta os efeitos acumulados de outros resultados abrangentes:

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	16.b	46.093	(77.633)	46.240	(77.486)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.c	(15.672)	26.395	(15.722)	26.345
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		97	97	-	-
		30.518	**(51.141)**	**30.518**	**(51.141)**
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
Perdas não realizadas originadas no exercício	13.a.2	-	-	55.910	(375.379)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		55.910	(375.379)	-	-
Perdas não realizadas originadas no exercício de controlada em conjunto	9	(394.865)	(261.145)	(394.865)	(261.145)
Mudança de participação em controlada em conjunto		(99.230)	(99.230)	(99.230)	(99.230)
		(438.185)	**(735.754)**	**(438.185)**	**(735.754)**
		(407.667)	**(786.895)**	**(407.667)**	**(786.895)**

f) Participação de acionistas não controladores

Referem-se às participações acionárias de terceiros no equivalente a 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva, 12,34% no capital social da controlada indireta Maracanã e a 10% no capital social da controlada indireta Lar do Sol, mais detalhes vide Nota 9 – Investimentos, item b.1.1.

g) 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	
	31.12.2024	31.12.2023
Lucro líquido do exercício	4.279.349	3.429.555
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R$	**5,24476**	**4,20326**

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 21. 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) dividendos mínimos obrigatórios – quando do encerramento do exercício corrente; (iii) juros sobre o capital próprio – na data do crédito aos acionistas; e (iv) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício – quando de sua aprovação pela AGO.

a) Cálculo

	31.12.2024	31.12.2023
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	4.279.349	3.429.555
Reserva de incentivos fiscais	(553)	(8.735)
Realização do custo atribuído do imobilizado	37.335	39.530
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	16.934	6.295
Ganho de capital em venda de participação em empreendimento em conjunto	(882.242)	-
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	**3.450.823**	**3.466.645**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	932.807	767.200
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	212.736	123.649
Dividendos mínimos obrigatórios	367.113	272.794
Dividendos adicionais propostos	348.033	721.661
Subtotal	**1.860.689**	**1.885.304**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	37.264	21.351
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**1.897.953**	**1.906.655**
Percentual equivalente do lucro líquido ajustado	**55%**	**55%**

b) Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar

b.1) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.534.579	411.443	1.595.587	411.578
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio[1]	37.264	21.351	37.264	21.351
	1.571.843	**432.794**	**1.632.851**	**432.929**

(1) Os valores referentes ao imposto de renda retido sobre os juros sobre capital próprio, estão registrados como parte da rubrica "Outras Contas a pagar", na Nota 19 – Outros Passivos.

b.2) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2022	**210.038**	**210.525**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.640.154	2.641.629
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.377.950)	(2.379.596)
Compensação de imposto de renda sobre juros sobre capital próprio	(29.421)	(29.421)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(10.027)	(10.208)
Saldos em 31.12.2023	**432.794**	**432.929**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.271.581	2.283.246
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.111.181)	(1.112.648)
Dividendos e juros sobre o capital próprio de aquisição de subsidiária[1]	-	50.675
Pagamento de imposto de renda sobre juros sobre capital próprio	(21.351)	(21.351)
Saldos em 31.12.2024	**1.571.843**	**1.632.851**

(1) Valor de dividendos e juros sobre capital próprio referente aquisição de subsidiária, maiores detalhes vide a Nota 9 – Investimentos.

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) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2023

d.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 08.08.2023, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 767.200, correspondentes a R$ 0,94027879765 por ação, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2023, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1° semestre de 2023. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.08.2023 e o pagamento ocorreu em 27.12.2023.

d.2) Dividendos mínimos obrigatórios

Conforme o Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios de 30% do lucro líquido do exercício, a Companhia apurou um dividendo mínimo obrigatório no valor de R$ 1.039.994, sendo parte já distribuído por meio de dividendos intercalares no valor de R$ 767.200, resultando em um dividendo mínimo obrigatório de R$ 272.794, correspondente a R$ 0,33433602830 por ação. Esse valor foi reconhecido no passivo da Companhia no encerramento do exercício de 2023 e as ações foram negociadas ex-dividendos a partir de 07.05.2024 e o pagamento foi realizado em 26.07.2024.

d.3) Juros sobre o capital próprio

Em 08.12.2023, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2023 a 31.12.2023, no valor bruto de R$ 145.000, correspondente a R$ 0,17771181551 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2023, com base na posição acionária de 21.12.2023. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 22.12.2023 e o pagamento ocorreu em 26.07.2024.

d.4) Dividendos adicionais propostos

Ainda relativo ao exercício de 2023, em reunião de 25.04.2024, a AGO aprovou a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido distribuível, no valor de R$ R$ 721.661 (R$ 0, 88446720613 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 07.05.2024 e o pagamento foi realizado em 26.07.2024.

e) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2024

e.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 07.08.2024, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R$ 932.807, correspondentes a R$ 1,14324649075 por ação, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2024, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1° semestre de 2024. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.08.2024 e serão pagos posteriormente, conforme definido pela Diretoria Executiva e comunicado por meio de Aviso aos Acionistas.

e.2) Dividendos mínimos obrigatórios

Conforme o Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios de 30% do lucro líquido do exercício, a Companhia apurou um dividendo mínimo obrigatório no valor de R$ 367.113, correspondente a R$ 0,44993276204 por ação. Esse valor foi reconhecido no passivo da Companhia no encerramento do exercício de 2024 e a data de seu pagamento será definida pela Diretoria Executiva e comunicada por meio de Aviso aos Acionistas.

e.3) Juros sobre o capital próprio

Em 13.12.2024, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2024 a 31.12.2024, no valor bruto de R$ 250.000, correspondente a R$ 0, 30639968191 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2024, com base na posição acionária de 19.12.2024. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 20.12.2024 e serão pagos em 07.02.2025.

e.4) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 20.02.2025, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2024, no valor de R$ 348.033 (R$ 0,42654859017 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 2024 destinado, o montante de dividendos pagos será de R$ 1.897.953 (R$ 2,32612752487 por ação).

NOTA 22. 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 quando a energia for 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 financeiras.

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	
	2024	2023	2024	2023
Receita operacional bruta				
Distribuidoras de energia elétrica	2.958.490	2.829.567	4.456.939	4.500.616
Consumidores livres	325.046	356.641	3.223.844	3.513.710
Comercializadoras de energia elétrica	1.456.618	1.855.271	1.081.227	921.004
Transações no mercado de curto prazo	291.110	120.474	532.919	425.708
Operações de *trading*	-	-	314.820	483.254
Indenizações	-	-	286.644	36.670
Serviços prestados	-	-	270.348	243.754
Outras receitas	82.210	83.948	32.565	33.754
	5.113.474	**5.245.901**	**10.199.306**	**10.158.470**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(448.866)	(461.196)	(839.098)	(876.674)
Pesquisa e desenvolvimento	(34.653)	(36.978)	(49.810)	(54.717)
ICMS	(20.746)	(11.269)	(20.746)	(11.347)
ISSQN	(3.920)	(3.839)	(3.920)	(3.839)
	(508.185)	**(513.282)**	**(913.574)**	**(946.577)**
Outras				
Remuneração de ativo de contrato	-	-	934.643	831.388
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	499.463	236.755
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	498.797	467.748
	-	-	**1.932.903**	**1.535.891**
Receita operacional líquida	**4.605.289**	**4.732.619**	**11.218.635**	**10.747.784**

a) Indenizações

A receita auferida é oriunda, principalmente, de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, substancialmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra, no montante de R$ 261.696. O valor reconhecido está estipulado em contrato e foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação. Em 31.12.2024, havia o montante de R$ 45.727 registrado no ativo não circulante da Companhia.

O montante de R$ 24.948, também registrado em 2024, e os valores de 2023, são oriundos de multas contratuais por indisponibilidade referentes aos contratos de O&M para os parques integrantes dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Campo Largo II, Trairí e Umburanas.

NOTA 23. DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos operacionais

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Compras de energia[1]	1.125.873	498.563	1.563.232	1.927.007
Depreciação e amortização	383.201	379.458	1.031.423	881.946
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	439.686	439.954	706.434	668.063
Materiais e serviços de terceiros	132.354	80.794	514.365	413.918
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	462.567	228.289
Pessoal	198.812	184.779	254.733	248.561
Royalties	183.805	139.081	224.602	168.604
Transações no mercado de energia de curto prazo[1]	26.664	80.020	133.521	200.695
Seguros	46.470	35.272	121.585	88.007
Combustíveis	-	-	-	66.032
Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	(114.508)
Outros	42.708	17.624	99.591	64.031
	2.579.573	**1.855.545**	**5.112.053**	**4.840.645**
Classificação no resultado				
Custos operacionais	2.546.029	1.823.312	5.078.472	4.808.337
Custo dos serviços prestados	33.544	32.233	33.581	32.308
	2.579.573	**1.855.545**	**5.112.053**	**4.840.645**

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.

a.1) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	1.125.873	498.563	1.271.384	1.492.928
Operações de *trading*	-	-	280.226	417.602
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	11.622	16.477
	1.125.873	**498.563**	**1.563.232**	**1.927.007**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	26.664	80.020	130.023	200.174
Operações de *trading*	-	-	3.498	521
	26.664	**80.020**	**133.521**	**200.695**

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Pessoal e administradores	17.711	15.693	187.367	157.235	17.711	15.693	187.987	157.708
Materiais e serviços de terceiros	4.912	8.759	177.280	137.096	8.564	11.282	184.276	142.983
Depreciação e amortização	97	80	40.115	41.819	121	104	40.480	42.209
Contribuições e doações	4.089	3.015	2.509	1.959	8.719	6.867	5.114	2.628
Propaganda e publicidade	26.524	28.680	2.290	2.094	26.524	28.728	2.290	2.104
Seguros	-	5	2.092	1.378	-	5	2.172	1.424
(Reversão) constituição de provisões operacionais, líquida	-	-	(1.986)	2.746	-	(6.190)	(1.061)	3.044
Outros	2.235	1.348	19.786	19.935	2.971	1.432	22.202	21.991
	55.568	**57.580**	**429.453**	**364.262**	**64.610**	**57.921**	**443.460**	**374.091**

NOTA 24. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	302.981	136.689	506.932	351.913
Renda de depósitos vinculados	3.281	4.396	36.480	39.664
Juros e variação monetária sobre:				
Créditos e contas a receber	16.007	24.369	22.965	34.460
Depósitos judiciais	20.340	3.920	21.126	4.157
Alienação de subsidiária	19.620	11.610	19.620	11.610
Outras receitas financeiras	5.290	4.107	14.990	7.176
	367.519	**185.091**	**622.113**	**448.980**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	1.007.365	493.310	1.681.042	1.454.694
Hedge de valor justo sobre instrumentos de dívida	101.013	218.229	101.013	218.571
Obrigações com benefícios de aposentadoria	32.707	31.022	32.707	31.022
Provisões	(2.324)	8.719	18.677	21.258
Outros	19.177	6.437	48.785	48.239
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	251.069	(152.580)	251.069	(152.580)
Hedge sobre instrumentos de dívida	(251.069)	152.580	(251.069)	152.580
Ajuste a valor justo	(100.084)	2.116	(100.084)	3.443
Outras despesas financeiras	5.355	12.686	60.371	35.854
	1.063.209	**772.519**	**1.842.511**	**1.813.081**
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**746.378**	**589.931**	**755.682**	**598.897**
Despesas financeiras, líquidas	**1.442.068**	**1.177.359**	**1.976.080**	**1.962.998**

NOTA 25. 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	Debêntures[1]
	Energia	Serviços e outros ativos		Energia	Outros		
31.12.2024							
EBC	120.036	45	40.204	8.630	-	-	-
EBV	3.630	15	2.132	110.559	-	-	-
CEE	2.916	860	127.991	-	-	-	-
Jaguara	828	1.008	127.798	13.717	-	-	-
Miranda	291	1.074	35.921	7.962	-	-	-
ECP e controladas	-	10.319	871.086	-	3.575	-	527.690
ETP II e controladas	-	734	76.069	-	-	-	-
TAG	-	3	-	-	-	-	-
ENGIE Participações	-	199	-	-	214	1.039.214	-
Itasa	-	-	732	22.489	-	-	-
Outras	694	2.305	1.488	2.872	199	-	-
Total	**128.395**	**16.562**	**1.283.421**	**166.229**	**3.988**	**1.039.214**	**527.690**
31.12.2023							
EBC	115.278	43	-	6.904	-	-	-
Jaguara	224	292	103.125	12.529	-	-	-
ECP e controladas	-	19.103	579.968	-	-	-	-
ENGIE Participações	-	1.952	-	-	190	669.207	-
CEE	-	834	131.700	-	-	-	-
Itasa	-	788	2.047	25.756	-	-	-
ETP II e controladas	-	767	23.458	-	-	-	-
Miranda	-	240	85.160	7.326	-	-	-
Lages	-	53	-	-	1.389	-	-
EBV	-	14	-	-	-	-	-
TAG	-	3	325.000	-	-	-	-
Outras	24	12.636	591	3.554	739	-	-
Total	**115.526**	**36.725**	**1.251.049**	**56.069**	**2.318**	**669.207**	**-**

(1) Saldo composto por principal e encargos.

a.2) Consolidado

	ATIVO	PASSIVO
	Contas a receber	Fornecedor
	Serviços e outros ativos	Outros
31.12.2024		
Solairedirect Holding Brasil	257	-
Engie Brasil Participações	199	214
ENGIE Soluções	164	-
ENGIE S.A.	24	-
TAG	3	-
Solairedirect Investment	-	19.800
Jirau Energia	-	2.046
Geramamoré Participações	-	1.185
Tractebel Engineering	-	199
Outras	9	-
Total	**656**	**23.444**
31.12.2023		
Engie Brasil Participações	1.952	190
Engie Soluções	164	456
TAG	3	-
Solairedirect Investment	-	19.800
Geramamoré Participações	-	3.754
Jirau Energia	-	1.947
Tractebel Engineering	-	154
Outras	9	-
Total	**2.128**	**26.301**

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

b.1) Controladora

	Receita			Custo	Custos e Despesas	Despesas Financeiras
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	
2024						
EBC	1.235.933	-	545	86.978	-	-
ECV	82.642	-	183	576.984	-	-
CEE	36.668	11.310	521	-	-	-
Jaguara	24.336	-	263	163.460	-	-
Miranda	13.599	-	263	94.392	-	-
ECP e controladas	8.067	-	8.229	-	-	27.686
Lages[1]	4.377	-	57	-	-	-
ENGIE Trading	3.305	-	545	14.626	-	-
Itasa	-	29.638	-	186.725	-	-
Outras	848	16.917	4.025	19.218	48.397	-
Total	**1.409.775**	**57.865**	**14.631**	**1.142.383**	**48.397**	**27.686**
2023						
EBC	1.620.920	-	525	64.500	-	-
ECV	62.718	-	174	20.626	-	-
CEE	21.164	10.926	525	-	-	-
Jaguara	10.461	-	516	141.786	-	-
Miranda	7.019	-	516	82.276	-	-
Pampa Sul	7.000	-	188	-	-	-
Lages	5.556	-	132	-	-	-
ENGIE Trading	22	-	525	16.771	-	-
Itasa	-	30.718	-	186.390	-	-
Outras	876	16.345	9.459	21.270	2.534	-
Total	**1.735.736**	**57.989**	**12.560**	**533.619**	**2.534**	**-**

(1) Valores relativos ao período de 01.01.2024 a 28.06.2024, período o qual a Lages era controlada pela Companhia.

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
2024		
Jirau Energia	19.221	-
Geramamoré Participações	12.637	-
ENGIE S.A.	-	26.666
ENGIE Renouvelables SAS	-	20.032
Engie Brasil Participações	-	7.316
Tractebel Engineering	-	2.416
Engie (China) Energy Technology	-	177
Total	**31.858**	**56.607**
2023		
Jirau Energia	18.322	-
Engie Facilities	11.471	22.719
Tractebel Engineering	-	3.452
Engie (China) Energy Technology	-	28
Total	**29.793**	**26.199**

c) Compromissos futuros

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso futuro Base 31.12.2024
Assuruá	ECV	2046	IPCA	Março	17.959.983
CECL	ECV	2036 e 2039	IPCA	Janeiro e Setembro	11.353.508
ECV	EBC	2025, 2036 e 2039	IPCA	Janeiro, Março e Setembro	10.439.771
CESA	ECV	2045	IPCA	Junho, Agosto e Outubro	8.667.902
Assu Sol	ECV	2044	IPCA	Setembro	4.146.047
CEUR	ECV	2036	IPCA	Janeiro	2.343.362
CETR	EBC	2032 e 2037	IPCA	Janeiro e Dezembro	1.170.638
Jaguara	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	903.495
Miranda	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	517.149
Itasa	ENGIE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	462.538
EBC	Jirau Energia	2038	IPCA	Setembro	339.399
CEUR	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	234.074
Jirau Energia	ENGIE	2042	IPCA	Setembro	190.217
ENGIE Trading	EBC	2023 a 2026	-[1]	-[1]	161.700
CECL	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	131.605
EBC	CEE	2041	IPCA	Outubro	108.409
EBC	CETR	2037	IPCA	Janeiro e Fevereiro	105.505
EBC	ENGIE Trading	2022 a 2026	IPCA	Diversos[2]	68.506
EBC	CECL	2038	IPCA	Janeiro	64.114
Jirau Energia	EBC	2032	IPCA	Setembro	27.954
EBC	CEUR	2038	IPCA	Janeiro	20.310
EBC	ECV	2025	IPCA	Janeiro	13.428
Geramamoré	Engie Brasil Energia	2025	IPCA	Agosto	8.507
Geramamoré	ENGIE Trading	2026	IPCA	Fevereiro	7.332
Geramamoré	Jirau Energia	2025	IPCA	Junho	5.930
ENGIE Trading	ENGIE	2023 e 2025	IPCA	Julho, Maio, Agosto e Outubro	2.048

(1) Contratos com fornecimentos de 12 meses.
(2) Janeiro, março, abril, junho, agosto, setembro, outubro e novembro.

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 31.12.2024
Itasa	16.10.2030	IGP-M	224.741
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	10.480

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R$ 11.811 (R$ 10.820 em 31.12.2023).

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 31.12.2024
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)) e Gavião Real.	5.107.421
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Novo Estado Participações S.A.) de emissão da Novo Estado Transmissora.	2.921.118
BNDES	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Gralha Azul Participações S.A.) de emissão da Gralha Azul.	1.951.361
BNB	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: Assú V e Assu Sol 1, 2, 3, 5; Engie Energia Solar Holding I S.A. (Holding da Solar Barreiras I, Solar Barreiras II, Solar Barreiras III, Solar Barreiras IV, Sol do Futuro I, Sol do Futuro II, Sol do Futuro III e Atlas Juazeiro Holding Ltda. (Holding da Juazeiro I, Juazeiro II, Juazeiro III e Juazeiro IV)), e o Engie Energia Solar Holding II S.A. (Holding da Engie Lar do Sol Holding S.A. (Holding da Lar do Sol I, Lar do Sol II e Lar do Sol III)).	1.040.989
Debêntures	Penhor da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão da Jaguara, Miranda e São Pedro.	986.544

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 finanças

e.1) Construção de projetos

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Asa Branca, Assú Sol, Serra do Assuruá, Gavião Real, Gralha Azul, Grauna e Santo Agostinho. Em 31.12.2024, o montante total dessas garantias é R$ 1.853.520. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 779.703 em 2025, R$ 462.899 em 2026, R$ 464.238 em 2029 e R$ 146.680 em 2030.

e.2) Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2024 é R$ 153.721. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 21.154 em 2025, R$ 1.389 em 2028, R$ 25.869 em 2029, R$ 4.510 em 2032 e 17.401 em 2038.

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, CUSD e GPA) e O&M, no valor total de R$ 116.577. O valor de R$ 92.614 irá vencer em 2025 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 de Assú V, Assú Sol 1, Assú Sol 2, Assú Sol 3, Assú Sol 5, Assú Sol 8, Sol do Futuro I, Sol do Futuro II, Sol do Futuro III, Gavião Real, Novo Estado, Barreiras I, Barreiras II, Barreiras III, Barreiras IV, Lar do Sol I, Lar do Sol II e Lar do Sol III. Em 31.12.2024, o montante das garantias é R$ 1.356.175, sendo que o valor de R$ 1.280.602 vencerá em 2025 e R$ 75.573 vencerá em 2026.

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 relacionadas às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário, e do Conselho Fiscal, foi aprovada em AGO, realizadas nos dias 25.04.2024 e 26.04.2023, respectivamente. Os montantes reconhecidos nos exercícios foram:

	2024	2023
Remuneração fixa	18.504	17.314
Remuneração variável	7.163	5.827
Encargos sociais	5.138	4.955
Outros	2.452	2.381
	33.257	**30.477**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia. Ademais, o pessoal-chave da Administração da Companhia não detém controle sobre partes relacionadas da entidade, bem como não realiza transações relevantes neste âmbito.

NOTA 26. 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, Gavião Real, Asa Branca e Graúna e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. 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. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente. Adicionalmente, em 8 de julho de 2024, a Companhia finalizou a implantação do projeto Gavião Real Transmissora de Energia com a energização completa de sua subestação, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12 de julho de 2024.

- *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 pela controlada ENGIE Trading.

- 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 financeiras individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As informações por segmento referentes aos exercícios 31 de dezembro de 2024 e 2023 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	2024				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	*Trading*		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**9.410.243**	**1.520.444**	**287.948**	**-**	**11.218.635**
Custos operacionais	(4.271.170)	(545.536)	(295.347)	-	(5.112.053)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**5.139.073**	**974.908**	**(7.399)**	**-**	**6.106.582**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(466.224)	(36.799)	(5.047)	-	(508.070)
Reversão de *Impairment*	45.061	-	-	-	45.061
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336.133	1.336.133
Alienação de subsidiária	15.915	-	-	-	15.915
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(54.920)	27.244	(9)	-	(27.685)
	(460.168)	**(9.555)**	**(5.056)**	**1.336.133**	**861.354**
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	714.115	**714.115**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.678.905**	**965.353**	**(12.455)**	**2.050.248**	**7.682.051**

	2023				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	*Trading*		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**9.173.229**	**1.135.224**	**439.331**	**-**	**10.747.784**
Custos operacionais	(4.095.951)	(310.093)	(434.601)	-	(4.840.645)
LUCRO BRUTO	**5.077.278**	**825.131**	**4.730**	**-**	**5.907.139**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(408.056)	(19.560)	(4.396)	-	(432.012)
Reversão de *Impairment*, líquido	1.198.494	-	-	-	1.198.494
Alienação de subsidiária	(1.287.320)	-	-	-	(1.287.320)
Outras despesas operacionais, líquidas	40.289	(59.408)	(1)	-	(19.120)
	(456.593)	**(78.968)**	**(4.397)**	**-**	**(539.958)**
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	**993.117**	**993.117**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**4.620.685**	**746.163**	**333**	**993.117**	**6.360.298**

NOTA 27. 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 31.05.2025, os valores em risco cobertos são de R$ 20.381.984 na controladora e de R$ 47.354.005 no consolidado, a saber:

Tipo de usina	Controladora		Consolidado	
	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas hidrelétricas	18.244.460	2.022.707	26.457.316	2.394.963
Usinas complementares (eólicas, biomassa e PCH)[1]	114.391	426	14.713.607	3.127.845
Sistemas de Transmissão	-	-	660.274	-
	18.358.851	**2.023.133**	**41.831.197**	**5.522.808**

(1) A variação é decorrente da inclusão do Conjunto Fotovoltaico Atlas no programa de seguros corporativos da controladora.

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.529.920, por evento.

Em 06.03.2024, foi concluída a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro e Sertão Solar, pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda., controlada direta da Companhia. Na data da aquisição, os ativos possuíam apólices vigentes de danos materiais e lucros e, a partir do final da vigência das apólices originais, passaram a estar cobertos pelo programa de seguros da ENGIE – PDBI. A exceção é Sol do Futuro, que ainda possui sua apólice original vigente, com cobertura de danos materiais no valor de R$ 294.533 e lucros cessantes de R$ 83.137. A partir de 02.03.2025, o Conjunto Fotovoltaico Sol do Futuro também passará a fazer parte do programa de seguros da ENGIE.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratada apólice de seguro para o Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e para o projeto de transmissão Asa Branca, cujos limites para danos materiais são de, respectivamente R$ 1.000.000, R$ 3.033.960 e R$ 500.000.

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.

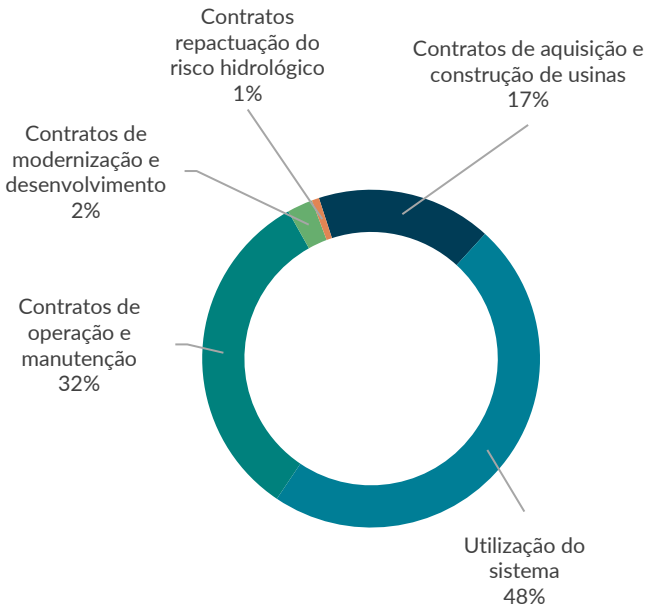
NOTA 28. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A companhia considera os compromissos de longo prazo apresentados abaixo, como suas obrigações mais relevantes, segregados por tipos de compromissos:

	Controladora						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total
Utilização do sistema							
CUST	371.417	371.417	371.417	307.399	115.345	511.853	2.048.848
Contratos de conexão	15.040	15.040	15.040	13.638	9.433	36.493	104.684
	386.457	**386.457**	**386.457**	**321.037**	**124.778**	**548.346**	**2.153.532**
Contratos repactuação do risco hidrológico							
Repactuação do risco hidrológico	7.317	8.780	5.122	-	-	90.683	111.902
Contratos de modernização e desenvolvimento							
Modernização da UHE Salto Osório	31.839	2.662	-	-	-	-	34.501
Contratos de operação e manutenção							
Contratos de O&M	31.829	31.137	16.089	10.558	10.188	16.867	116.668
Saldos em 31.12.2024	**457.442**	**429.036**	**407.668**	**331.595**	**134.966**	**655.896**	**2.416.603**

	Consolidado						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total
Utilização do sistema							
CUST	685.209	685.209	685.209	621.191	429.137	5.460.315	8.566.270
CUSD	59.653	59.653	59.653	59.653	59.653	994.959	1.293.224
Contratos de conexão	15.500	15.501	15.501	14.099	9.894	42.873	113.368
	760.362	**760.363**	**760.363**	**694.943**	**498.684**	**6.498.147**	**9.972.862**
Contratos de operação e manutenção							
Contratos de O&M	371.305	368.142	333.458	316.774	229.685	5.165.850	6.785.214
Contratos de aquisição e construção de usinas							
Sistema de Transmissão – Asa Branca	1.607.328	526.094	398	-	-	-	2.133.820
Sistema de Transmissão – Graúna	9.356	72.756	77.331	242	-	-	159.685
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	814.084	3.883	-	-	-	-	817.967
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	398.159	2.976	-	-	-	-	401.135
	2.828.927	**605.709**	**77.729**	**242**	**-**	**-**	**3.512.607**
Contratos de modernização e desenvolvimento							
Modernização da UHE Jaguara	87.340	120.689	102.750	97.633	5.098	10.524	424.034
Modernização da Subestação Gralha Azul	43.761	7.585	-	-	-	-	51.346
Modernização da UHE Salto Osório	31.839	2.662	-	-	-	-	34.501
Modernização da UHE Miranda	2.467	745	1.288	-	-	-	4.500
	165.407	**131.681**	**104.038**	**97.633**	**5.098**	**10.524**	**514.381**
Contratos repactuação do risco hidrológico							
Repactuação do risco hidrológico	7.317	8.780	5.122	-	-	126.157	147.376
Saldos em 31.12.2024	**4.133.318**	**1.874.675**	**1.280.710**	**1.109.592**	**733.467**	**11.800.678**	**20.932.440**

Abaixo, apresentamos os tipos de compromissos de longo prazo, consolidado, por representatividade:



a) Utilização do sistema

a.1) 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, Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Fotovoltaico Floresta, Conjunto Fotovoltaico Juazeiro, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol e Conjunto Eólico Serra do Assuruá mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

a.2) 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.

a.3) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas CEE, o Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Fotovoltaico Paracatu, Conjunto Fotovoltaico São Pedro, Conjunto Fotovoltaico Sol do Futuro 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.

b) Contratos de aquisição e construção de usinas

b.1) Sistema de Transmissão – Asa Branca

A Companhia assinou contrato com fornecedores para fornecimento de cabos de alumínio para linhas de transmissão, estruturas metálicas, reatores, disjuntores, *bays* de conexão e execução das obras das linhas de transmissão para a construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, localizado nos estados da Bahia, Minas gerais e Espírito Santo, com aproximadamente 1.006 km de extensão.

b.2) Sistema de Transmissão – Graúna

Em 27.09.2024, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1, localizado nos estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo, que prevê a instalação de cerca de 780 km de linha transmissão. A assinatura da concessão ocorreu em dezembro de 2024 e foi firmado um contrato de engenharia executiva, fornecimento de material, construção de subestações, *bays* de conexões e adequações para subestações. Importante ressaltar que a empresa está em constante negociações dos demais contratos ainda no primeiro semestre de 2025.

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 trinta anos, contado da data de assinatura do Contrato de Concessão.

b.3) 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. Em 06.08.2024 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial de 15 unidades do Conjunto. Em 31 de dezembro de 2024, 109 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 55 em testes. Até 20 de fevereiro de 2025, mais 30 unidades geradoras entraram em operação comercial e 46 estavam em testes, totalizando 832,5 MW de capacidade ao portfólio.

b.4) 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 da primeira unidade fotovoltaica ocorrerá em janeiro de 2025 e a operação comercial integral é esperada para ser concluída até o final do mesmo ano.

c) Contratos de operação e manutenção

A Companhia, suas controladas CEE, Ferrari, Jaguara, Miranda, Itasa, os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo, Campo Largo II, Umburanas – Fase I, Santo Agostinho, Serra do Assuruá, os Conjuntos Fotovoltaicos Floresta, Paracatu, Juazeiro, Lar do Sol, Sol do Futuro, São Pedro e Barreiras e as transmissoras Gralha Azul e Novo Estado, mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

d) Contratos de modernização e desenvolvimento

d.1) Modernização da UHE Jaguara

A Companhia possui contratos de modernização do gerador da unidade geradora 01 a 04 da UHJA e sistemas comuns. A previsão de conclusão da modernização é para o primeiro semestre de 2029. Esta modernização, aliada a modernização da turbina, a qual deve ocorrer nos próximos anos, possibilitará o aumento da capacidade da Usina.

d.2) 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.

d.3) Modernização da Subestação Gralha Azul

A Companhia, por meio da controlada indireta Gralha Azul, mantém contratos de desenvolvimento da Subestação Ponta Grossa-PR, localizado no estado do Paraná, com, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão.

d.4) 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.

e) Contratos 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.

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					
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Recursos próprios	4.788	4.880	4.880	4.880	4.880	4.798
Compras	569	448	334	329	234	212
Disponibilidade total	**5.357**	**5.328**	**5.214**	**5.209**	**5.114**	**5.010**
Disponibilidade contratada	4.599	4.458	3.903	3.382	2.535	2.441
Distribuidoras	*26,0%*	*25,7%*	*28,3%*	*31,7%*	*38,0%*	*40,9%*
Comercializadoras	*39,4%*	*40,1%*	*42,9%*	*46,2%*	*48,0%*	*47,4%*
Clientes livres	*34,6%*	*34,2%*	*28,8%*	*22,1%*	*14,0%*	*11,7%*
% Contratados	**85,9%**	**83,7%**	**74,9%**	**64,9%**	**49,6%**	**48,7%**

NOTA 29. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2024	2023	2024	2023
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	2.753.506	3.115.148	612.500	1.365.000
Dividendos intercalares, intermediários, JCP e dividendos	2.271.581	2.640.154	2.283.246	2.641.629
Dividendos e JCP prescritos[1]	16.934	6.295	16.934	6.295
Dividendos e JCP não reclamados	-	10.027	-	10.208
ICMS sobre venda de energia elétrica	11.833	2.452	11.833	2.452
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	(123.726)	145.326	(123.726)	145.326
Crédito de imposto de renda e contribuição social	211.209	99.049	153.306	59.104
Fornecedores de imobilizado e de intangível	10.300	(2.189)	166.884	293.753
Pagamento de parcela não efetiva do *hedge* de obrigações	-	-	(106.336)	-
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto[2]	(1.430.335)	-	(1.430.335)	-
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária[2]	(34.975)	109.863	(34.975)	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas[2]	-	-	1.204.362	-
Constituição de reserva de capital	-	19.800	-	19.800
Provisão de custo de alienação de subsidiária	-	2.805	-	2.805
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	-	-	213

(1) Dividendos prescritos que retornaram ao Patrimônio Líquido da Companhia.
(2) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

NOTA 30. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Entrada em operação do Conjunto Fotovoltaico Assu Sol

Em 08.01.2025 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial da primeira usina do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, com capacidade instalada de 40,5 MW, o qual faz parte do Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, empreendimento composto por 16 parques fotovoltaicos, com capacidade instalada total de 752,7 MW.

b) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 20.02.2025, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2024, no montante de R$ 348.033, ou R$ 0,42654859017 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

c) *Ratings* da Companhia

Em 04.02.2025 a agência Fitch Ratings reafirmou o Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' e, em escala global os IDRs (Issuer Default Ratings) de Longo Prazo em moedas estrangeira em 'BB+' e local em 'BBB-'. Todos os ratings foram reafirmados com perspectiva estável.

A Agência reafirmou, também, o rating 'AAA (bra)' com perspectiva estável, atribuído às 6ª, 7ª, 9ª, 10ª, 11ª 12ª e 13ª emissões de debêntures quirografárias da Companhia.

COMENTÁRIOS SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Identificação das projeções

a) Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, construção de novos sistemas de transmissão e revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em três grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições;
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições; e
- Investimentos financiados com capital de terceiros, como acionistas minoritários.

Todos 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 das projeções

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 2023

Investimentos realizados em 2023:

Descrição \ Período de projeção	Realizado 2023
Financiado com dívida	3.642
Financiado com capital próprio	(1.788)
Aporte de acionistas minoritários	1.000
Total	2.854

Em 2023, a Companhia investiu R$ 2.854 milhões, dos quais (i) R$ 2.595 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R$ 1.067 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, R$ 1.051 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R$ 239 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, R$ 176 milhões concentrados no Sistema de Transmissão Novo Estado, R$ 47 milhões no Sistema de Transmissão Gavião Real, R$ 8 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca e R$ 7 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii) R$ 143 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (iii) R$ 88 milhões designados para as modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório, Usina Hidrelétrica de Miranda e Usina Hidrelétrica de Jaguara; e (iv) R$ 28 milhões aplicados na aquisição de participações societárias, sendo: R$ 20 milhões no incremento da participação do Consórcio Machadinho e R$ 8 milhões no Conjunto Fotovoltaicos Assu Sol.

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2023:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2023 ao final de 2022 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 2.368 milhões, decorreram, principalmente à (i) da alteração no cronograma de financeiro da implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e das modernizações das Usinas Hidrelétricas de Salto Osório, Jaguara e Miranda.

Projeções para os anos de 2024, 2025 e 2026, vigente no 4° trimestre de 2023:

Descrição \ Período de projeção	2024	2025	2026
Financiado com dívida	3.601	935	500
Financiado com capital próprio	5.992	2.544	258
Total	**9.593**	**3.479**	**758**

Resumo das variações das projeções para os anos de 2024 e 2025:

As variações das projeções para os anos de 2024 e 2025, no montante de R$ 6.392 milhões, decorreram, substancialmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) alteração no cronograma financeiro da implantação dos projetos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e das modernizações das Usinas Hidrelétricas de Salto Osório, Jaguara e Miranda; (ii) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos de Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol; (iii) dos valores referentes a implantação do sistema de Transmissão de Asa Branca; e (iv) do montante previsto para a recuperação do Complexo Fotovoltaico de Paracatu.

d.2. Ano de 2024

Investimentos realizados em 2024

Descrição \ Período de projeção	Realizado 2024
Financiado com dívida	5.747
Financiado com capital próprio	3.917
Total	**9.664**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2024:

As variações em relação às projeções divulgadas para 2024 ao final de 2023 e os investimentos realizados neste ano, no montante de R$ 71 milhões, decorreram, principalmente: (i) à alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Santo Agostinho, Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Sistema de Transmissão Asa Branca e da modernização da Usina Hidrelétrica Jaguara; (ii) à finalização dos Sistemas de Transmissão e seus reforços; (iii) à indenização paga pelos ativos operacionais que fazem parte do sistema de Transmissão Graúna, adquiridos no leilão de transmissão ocorrido em Setembro de 2024; e (iv) execução da recuperação do parque de Paracatu e conclusão da aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas.

Projeções para os anos de 2025, 2026 e 2027:

Descrição \ Período de projeção	2025	2026	2027
Financiado com dívida	2.775	1.434	-
Financiado com capital próprio	1.430	668	2.192
Total	**4.205**	**2.102**	**2.192**

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da alteração no cronograma físico e/ou financeiro na implantação dos seguintes projetos: Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, Sistema de Transmissão Asa Branca, Sistema de Transmissão Graúna, da modernização da Usina Hidrelétrica de Salto Osório e da recuperação do parque da Usina Fotovoltaica de Paracatu;

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

• 2025: à finalização dos empreendimentos do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assu Sol, à modernização das Usinas Hidrelétricas de Jaguara e Salto Osório, a expansão da capacidade instalada dos parques da Usina Fotovoltaica de Paracatu, à implantação dos Sistemas de transmissão de Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador;

• 2026: à modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação dos Sistemas de transmissão de Asa Branca e Graúna e à manutenção do parque gerador;

• 2027 à modernização das Usina Hidrelétrica de Jaguara, à implantação do Sistema de transmissão de Graúna e à manutenção do parque gerador;

Investimentos realizados no ano de 2024:

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia no ano de 2024, foram de R$ 9.664 milhões, dos quais (i) R$ 9.350 milhões aplicados na aquisição de participações societárias e construção dos novos projetos, dos quais: R$ 4.100 milhões na implantação e aquisição do Conjunto Eólico Assuruá, R$ 2.364 milhões na aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas Energia Renovável do Brasil S.A., R$ 1.912 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 405 milhões no sistema de transmissão Asa Branca, R$ 276 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho, R$ 141 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico de Paracatu, R$ 53 milhões na conclusão do sistema de transmissão Gralha Azul, R$ 46 milhões no sistema de transmissão Graúna (implementação e indenização pelos ativos existentes), e R$ 53 milhões na implementação das ampliações e reforços dos sistemas existentes, bem como na conclusão dos demais sistemas de transmissão; (ii) R$ 314 milhões foram destinados à revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas, e às modernizações das usinas de Jaguara, Miranda e Salto Osório

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, Gavião Real, Asa Branca e Graúna referentes aos contratos de concessão de serviço público de transmissão de energia. Mais informações vide Nota 7 - Ativo de contrato.

ATIVO									
		31.12.2024				31.12.2023			
	Nota	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
ATIVO CIRCULANTE									
Caixa e equivalentes de caixa		3.958.758	-	-	3.958.758	5.255.767	-	-	5.255.767
Contas a receber de clientes	(ii)	1.174.405	34.554	-	1.208.959	1.132.836	33.153	-	1.165.989
Crédito de imposto de renda e contribuição social		490.704	-	-	490.704	249.839	-	-	249.839
Dividendos a receber		-	-	-	-	325.000	-	-	325.000
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*		54.670	-	-	54.670	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		34.844	-	-	34.844	74.532	-	-	74.532
Depósitos vinculados		37.274	-	-	37.274	36.177	-	-	36.177
Ativo financeiro de concessão	(ii)	395.040	(395.040)	-	-	377.543	(377.543)	-	-
Ativo de contrato	(i)	646.028	-	(646.028)	-	615.096	-	(615.096)	-
Outros ativos circulantes		402.090	-	-	402.090	842.084	-	-	842.084
		7.193.813	**(360.486)**	**(646.028)**	**6.187.299**	**8.908.874**	**(344.390)**	**(615.096)**	**7.949.388**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	-	-	4.577	4.577	-	-	4.577
		7.198.390	**(360.486)**	**(646.028)**	**6.191.876**	**8.913.451**	**(344.390)**	**(615.096)**	**7.953.965**
ATIVO NÃO CIRCULANTE									
Realizável a Longo Prazo									
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*		55.305	-	-	55.305	12.921	-	-	12.921
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		7.289	-	-	7.289	30.110	-	-	30.110
Depósitos vinculados		360.682	-	-	360.682	322.021	-	-	322.021
Depósitos judiciais		72.591	-	-	72.591	59.005	-	-	59.005
Ativo financeiro de concessão	(ii)	3.070.039	(3.070.039)	-	-	2.955.998	(2.955.998)	-	-
Ativo de contrato	(i)	7.028.394	-	(7.028.394)	-	6.214.341	-	(6.214.341)	-
Outros ativos não circulantes		793.486	-	(373)	793.113	348.381	-	-	348.381
		11.387.786	**(3.070.039)**	**(7.028.767)**	**1.288.980**	9.942.777	(2.955.998)	(6.214.341)	772.438
Investimentos		**1.250.625**	-	-	**1.250.625**	**2.713.065**	-	-	**2.713.065**
Imobilizado	(i)	**25.186.537**	**120.093**	**6.502.681**	**31.809.311**	**16.563.397**	**112.271**	**6.231.372**	**22.907.040**
Intangível	(ii)	**5.088.963**	**1.903.775**	**192.785**	**7.185.523**	**4.091.783**	**1.986.971**	**165.941**	**6.244.695**
		42.913.911	**(1.046.171)**	**(333.301)**	**41.534.439**	**33.311.022**	**(856.756)**	**182.972**	**32.637.238**
TOTAL		**50.112.301**	**(1.406.657)**	**(979.329)**	**47.726.315**	**42.224.473**	**(1.201.146)**	**(432.124)**	**40.591.203**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO									
		31.12.2024				31.12.2023			
	Nota	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
PASSIVO CIRCULANTE									
Fornecedores		1.099.881	-	-	1.099.881	828.865	-	-	828.865
Dividendos e juros sobre o capital próprio		1.595.587	-	-	1.595.587	411.578	-	-	411.578
Instrumentos de dívida		2.620.932	-	-	2.620.932	2.549.863	-	-	2.549.863
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)		796.725	-	-	796.725	762.588	-	-	762.588
Obrigações fiscais e regulatórias		465.332	-	-	465.332	319.916	-	-	319.916
Obrigações trabalhistas		130.989	-	-	130.989	136.387	-	-	136.387
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		29.139	-	-	29.139	64.008	-	-	64.008
Provisões		5.819	-	-	5.819	951	-	-	951
Obrigações com benefícios de aposentadoria		32.284	-	-	32.284	34.127	-	-	34.127
Outros passivos circulantes		496.338	-	-	496.338	1.005.382	-	-	1.005.382
		7.273.026	**-**	**-**	**7.273.026**	**6.113.665**	**-**	**-**	**6.113.665**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE									
Instrumentos de dívida		21.514.004	-	-	21.514.004	18.127.381	-	-	18.127.381
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*		6.986	-	-	6.986	23.004	-	-	23.004
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)		4.572.379	-	-	4.572.379	4.657.314	-	-	4.657.314
Provisões		598.429	-	-	598.429	507.607	-	-	507.607
Obrigações com benefícios de aposentadoria		231.977	-	-	231.977	366.076	-	-	366.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(iii)	2.519.353	(478.266)	(371.850)	1.669.237	2.087.298	(408.391)	(155.312)	1.523.595
Outros passivos não circulantes		1.115.749	-	-	1.115.749	525.918	-	-	525.918
		30.558.877	**(478.266)**	**(371.850)**	**29.708.761**	**26.294.598**	**(408.391)**	**(155.312)**	**25.730.895**
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**12.280.398**	**(928.391)**	**(607.479)**	**10.744.528**	**9.816.210**	**(792.755)**	**(276.812)**	**8.746.643**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**50.112.301**	**(1.406.657)**	**(979.329)**	**47.726.315**	**42.224.473**	**(1.201.146)**	**(432.124)**	**40.591.203**

	Nota	RESULTADO							
		2024				2023			
		Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado	Societário	UHE Concessões Cotas	Transmissoras	Ajustado
Receita operacional líquida		11.218.635	(42.363)	(314.286)	10.861.986	10.747.784	(31.198)	(430.473)	10.286.113
Custos operacionais		(5.112.053)	(163.142)	(162.020)	(5.437.215)	(4.840.645)	(147.621)	104.673	(4.883.593)
LUCRO BRUTO	(i)/(ii)	**6.106.582**	**(205.505)**	**(476.306)**	**5.424.771**	**5.907.139**	**(178.819)**	**(325.800)**	**5.402.520**
Despesas operacionais, líquidas		861.354	-	-	861.354	(539.958)	-	-	(539.958)
Resultado de participações societárias		714.115	-	-	714.115	993.117	-	-	993.117
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**7.682.051**	**(205.505)**	**(476.306)**	**7.000.240**	**6.360.298**	**(178.819)**	**(325.800)**	**5.855.679**
Resultado financeiro	(i)	(1.976.080)	-	118	(1.975.962)	(1.962.998)	-	33.464	(1.929.534)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**5.705.971**	**(205.505)**	**(476.188)**	**5.024.278**	**4.397.300**	**(178.819)**	**(292.336)**	**3.926.145**
Imposto de renda e contribuição social	(iii)	(1.403.130)	69.874	192.391	(1.140.865)	(968.240)	60.799	98.512	(808.929)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**4.302.841**	**(135.631)**	**(283.797)**	**3.883.413**	**3.429.060**	**(118.020)**	**(193.824)**	**3.117.216**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):									
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		4.279.349	(135.631)	(283.797)	3.859.921	3.429.555	(118.020)	(193.824)	3.117.711
Acionistas não controladores		23.492	-	-	23.492	(495)	-	-	(495)
		4.302.841	**(135.631)**	**(283.797)**	**3.883.413**	**3.429.060**	**(118.020)**	**(193.824)**	**3.117.216**

(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, quando da fase de construção do sistema de transmissão.

Por fim, os efeitos acima destacados resultam em diferenças na apuração de PIS e Cofins.

(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 do RBO. Os demais itens integrantes da RAG são reconhecidos em linhas específicas do resultado, conforme segue: (i) GAG – reconhecido na rubrica "Receita GAG – O&M"; (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 Financeiras da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

Paulo Henrique Muller
Diretor de Implantação

Florianópolis, 20 de fevereiro de 2025.

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

Sophie Brigitte Sylviane Angrand Quarré De Verneuil
Conselheira

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

Rubens José Nascimento
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

Paulo Henrique Muller
Diretor de Implantação

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Romary dos Anjos Silva

Gerente do Departamento de Contabilidade

Contadora - CRC SC 036047/O-2

Shape the future
with confidence

Taruma Office
Rua 7 de Setembro, 1600
13º andar - Salas 1302 e 1303 - Centro
89010-204 - Blumenau - SC - Brasil
Tel: +55 47 2111-0700
ey.com.br

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos administradores e acionistas da
ENGIE Brasil Energia S.A.
Florianópolis/SC

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras 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 2024 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 as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia em 31 de dezembro de 2024, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e 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) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS").

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 financeiras 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 financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras 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 financeiras tomadas em conjunto.

Shape the future
with confidence

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras 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 financeiras. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Reconhecimento de receita e custos com compra de energia

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia reconheceu receitas operacionais no montante de R$ 4.605.289 mil na controladora e R$ 11.218.635 mil no consolidado, conforme divulgado na nota 22, das quais de R$ 4.534.344 mil na controladora e R$ 8.734.203 mil no consolidado se referem a receitas de fornecimento e suprimento de energia elétrica, bem como transações no mercado de curto prazo e operações de *trading*. Adicionalmente, a Companhia reconheceu custos com compra de energia no montante de R$ 1.152.537 mil na controladora e R$ 1.696.753 mil no consolidado, conforme divulgado na nota 23 (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. Adicionalmente, o processo de receita ainda inclui a mensuração da receita não faturada ao cliente, relacionada ao fornecimento de energia elétrica, calculada em base estimada, até 31 de dezembro de 2024, utilizando determinadas premissas oriundas dos contratos de compra e venda de energia.

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 estimativas 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 22 e 23 (a.1) às demonstrações financeiras 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 financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui registradas como provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas no montante de R$ 214.895 mil na controladora e R$ 238.154 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$ 1.765.903 mil e R$ 762.775 mil, respectivamente, na controladora e R$ 1.848.631 mil e R$ 788.644 mil, respectivamente, no consolidado, para os quais não foram constituídas provisões, conforme divulgado na nota 17.

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 financeiras 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.

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 17 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Shape the future
with confidence

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 financeiras tomadas em conjunto.

Combinação de negócios

Conforme descrito na nota 9 (f), em 06 de março de 2024 foi concluída a operação de aquisição pela Companhia, dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol, no montante de R$ 2.361 milhões.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o julgamento exercido pela Companhia no tratamento contábil dessa transação como uma combinação de negócios e na mensuração da alocação do preço de compra.

Como nossa auditoria conduziu este assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros:

(i) leitura dos contratos e acordos de investimento que suportaram a transação, incluídas as respectivas aprovações pelos órgãos de governança da Companhia;
(ii) validação do cálculo da alocação do preço de compra e integridade e exatidão das *Prospective Financial Information* (*PFI*s) utilizadas na sua projeção;
(iii) envolvimento de especialistas para análise das projeções e premissas que suportam a mensuração da alocação do preço de compra; e
(iv) avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre a transação e demais impactos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre a combinação de negócios, consideramos que os critérios e premissas utilizados são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras 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 2024, 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 financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado, individual e consolidada, foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios

Shape the future
with confidence

definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras 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 financeiras 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 financeiras 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 financeiras 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 financeiras individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), 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 financeiras 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 financeiras, 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 financeiras.

Shape the future
with confidence

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras 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 financeiras.

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 financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela 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 financeiras 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.

Shape the future
with confidence

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras 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 financeiras 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 financeiras 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), 20 de fevereiro de 2025

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SC-000048/F

Adilvo França Junior
Contador CRC BA-021419/O

ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em milhares de reais

	A realizar			
Fontes de recursos	**2025**	**2026**	**2027**	**Total**
Retenção de lucros do exercício de 2024 (Artigo 196 da Lei das S.A.)	2.435.112	-	-	2.435.112
Capital de terceiros e geração interna de caixa	1.842.702	2.101.818	2.191.612	6.136.132
Total das fontes	**4.277.814**	**2.101.818**	**2.191.612**	**8.571.244**
Aplicação dos recursos				
Sistema de Transmissão Asa Branca	1.788.550	862.196	1.072	2.651.818
Sistema de Transmissão de Energia Graúna	199.505	870.988	1.951.819	3.022.312
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	710.412	4.562	1.145	716.119
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol	941.720	6.772	779	949.271
Reforço SE Ponta Grossa - Gralha Azul	45.608	4.909	-	50.517
Modernização de Salto Osório	33.537	1.614	-	35.151
Modernização de Jaguara	105.262	193.523	109.065	407.850
Modernização de Miranda	567	1.620	-	2.187
Expansão Paracatu	152.574	-	-	152.574
Manutenção do parque gerador	300.079	155.634	127.732	583.445
Total das aplicações	**4.277.814**	**2.101.818**	**2.191.612**	**8.571.244**

Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário
ENGIE Brasil Energia S/A – Exercício Social 2024

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, que foi aprovada pelo Conselho de Administração, 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 2024

No período de 01 de janeiro de 2024 a 31 de dezembro de 2024, o CAE realizou 36 (trinta e seis) reuniões, sendo 4 (quatro) reuniões presenciais na sede da Companhia, envolvendo os Diretores Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes do Conglomerado ENGIE, assim como os Gerentes das Unidades Organizacionais Governança, Riscos & Controles (GRC), Gestão Contábil (GCO), Assuntos Jurídicos

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

(AJU), Governança Tributária (GTR) e Gestão de Pessoas e Cultura (GPC). Ainda no ano de 2024 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 2024 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 2024, 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, Sistema Integrado de Gestão (SIG) e da Matriz de Riscos.

5. Governança: Políticas da Companhia; Apresentação da área de GRC: Coordenação SIG; Atividades do Escritório de Processos: Estruturação, Metodologia, Principais Projetos Executados e Planejamento dos Projetos para 2024; Apresentação de Políticas aprovadas pela Diretoria.

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 2023.

10. Estrutura, atividades, atribuições e principais Processos da GCO.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

11. Avaliação AUD e da Gerente de auditoria.

12. Avaliação da nova Versão do Código de Melhores Práticas do IBGC (6ª Edição).

13. Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Valores Mobiliários.

14. Ciclo ERM 2024: Cronograma de Atividades e Apresentação do Resultado do Exercício Top Down EBE.

Por fim ressalta-se que os Gerentes da UAC Auditoria e da UAC Governança, Riscos & Controles (GRC) participam como convidados permanentes de todas as reuniões do CAE.

Rio de Janeiro, 20 de fevereiro de 2025.

_____

Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

_____

Carla Carvalho de Carvalho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

_____

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

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 2024 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, 20 de fevereiro de 2025.

_____
Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário

_____
Carla Carvalho de Carvalho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

_____
Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

Este documento foi assinado eletronicamente por Carla Carvalho de Carvalho, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes.
Para verificar as assinaturas vá ao site https://engie.portaldeassinaturas.com.br:443 e utilize o código 2DAD-F207-0C46-A707.

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 da Administração e as Demonstrações Financeiras compostas pelo balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 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$ 553 mil; b) Distribuição de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio no valor total de R$ 1.897.953 mil, correspondente a R$ 2,32612752487 por ação, assim composto: (i) Dividendos Intercalares, relativos ao primeiro semestre, declarados na 261ª RCA, de 07.08.2024, no valor de R$ 932.807 mil (R$ 1,14324649075 por ação); (ii) Dividendos mínimos obrigatórios – R$ 367.113 mil (R$ 0,44993276204 por ação); (iii) Juros sobre o Capital Próprio aprovados na 265ª RCA, de 13.12.2024, no valor bruto de R$ 250.000 mil (R$ 0,30639968191 por ação); e (iv) Dividendos adicionais – R$ 348.033 mil (R$ 0,42654859017 por ação); c) Reserva de retenção de lucros – R$ 2.435.112 mil. Referida retenção de lucros tem por objetivo subsidiar, nos termos do artigo 196 da Lei nº 6.404/76, o Orçamento de Capital para os exercícios de 2025, 2026, e 2027, que considera o Programa de Investimento nos montantes de R$ 4.277.814 mil, R$ 2.101.818 mil e R$ 2.191.612 mil, respectivamente, destinados à aplicação direta na manutenção do parque produtivo e investimento em novos empreendimentos. 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 20 de fevereiro de 2025, 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, incluindo o orçamento de capital, bem como a proposta de destinação do lucro líquido do exercício deliberados pelo Conselho de Administração em 20 de fevereiro de 2025 estão em condições de serem aprovados pelos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Florianópolis/SC, 20 de fevereiro de 2025.

Assinado por:
Waltamir Barreiros
ADF985A849B94F9...
Waltamir Barreiros
Conselheiro Presidente

Assinado por:
Carlos Guerreiro Pinto
EDA1D67321A4E4...
Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

Assinado por:
Jorge Miguel de Bessa Menezes
0C85F8B948C3474...
Jorge Miguel de Bessa Menezes
Conselheiro Suplente