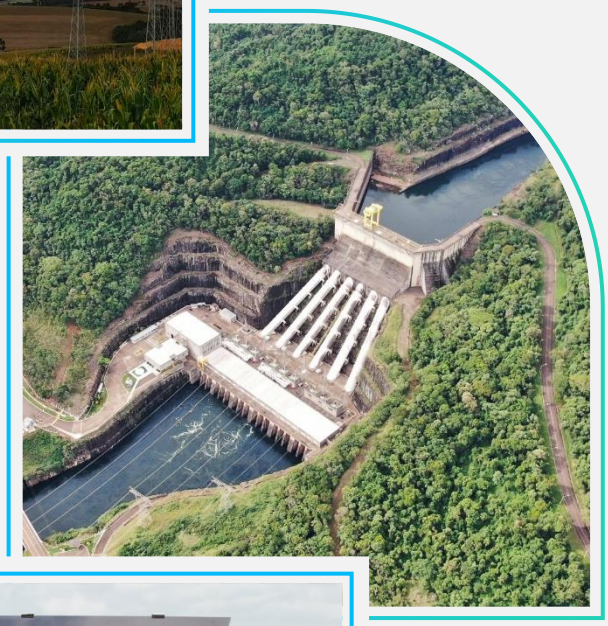
EGIE
B3 LISTED NM







Release de Resultados 1T24

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Rafael Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
Tel.: (48) 3221-7246/7409

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

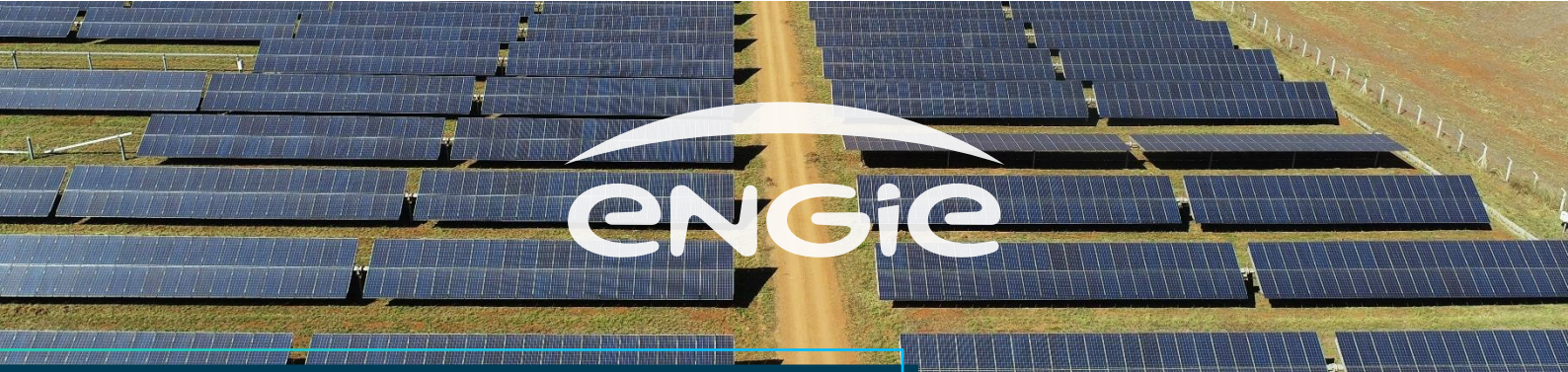
Dia 08/05/2024 às 11:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Clique aqui para acessar a transmissão.

Visite nosso Website
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3
IGC-NM B3
ITAG B3
ISE B3
IDIVERSA B3
IEE B3
ICO2 B3

Florianópolis (SC), 7 de maio de 2024. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Primeiro Trimestre, encerrado em 31 de março de 2024 (1T24). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R$ mil.



ENGIE Brasil Energia fecha operações estratégicas e avança na implantação de projetos.



Destaques

O **lucro líquido do 1T24 foi de R$ 1.684 milhões**, aumento de 90,9% (R$ 802 milhões) em relação ao 1T23. Já o **lucro líquido ajustado** do 1T24 foi de **R$ 793 milhões**, valor 10,1% (R$ 89 milhões) abaixo do alcançado no 1T23.

O **Ebitda[1] foi de R$ 3.165 milhões no 1T24**, 53,3% (R$ 1.101 milhões) acima do registrado no 1T23, enquanto o **Ebitda ajustado[2]** no 1T24 alcançou **R$ 1.815 milhões**, redução de 12,1% (R$ 249 milhões) em comparação ao 1T23. A **margem Ebitda ajustada** foi de **69,6%** no 1T24, decréscimo de 1,3 p.p. em relação ao 1T23.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 2.609 milhões** no 1T24, 10,4% (R$ 304 milhões) abaixo do montante apurado no 1T23.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 222,34/MWh** no 1T24, valor 3,1% inferior ao registrado no 1T23.

A quantidade de **energia vendida** no 1T24, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.649 GWh **(3.960 MW médios)**, volume 8,8% inferior ao comercializado no 1T23.

Durante o 1T24, **entraram em operação comercial** 22 unidades geradoras do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte. Ao final do período, 55 do total de 70 aerogeradores do projeto estavam operando comercialmente e outros 13 em teste.

Fechada a operação de **venda de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG** à Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), pelo valor de R$ 3,1 bilhões.

Concluída a operação de **aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol**, com capacidade instalada de 548 MWac (661 MWp) e 145,1 MW médios de capacidade comercial.

A Fitch Ratings **reafirmou o Rating Nacional de Longo Prazo** e o atribuído às sexta, sétima, nona, décima e décima primeira emissões de debêntures da Companhia **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 revisados com perspectiva estável.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	1T24	1T23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.609	2.913	-10,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	2.920	1.837	59,0%
Ebitda [1]	3.165	2.064	53,3%
Ebitda ajustado [2]	1.815	2.064	-12,1%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.679	1.825	-8,0%
Ebitda / ROL - (%) [1]	121,3	70,9	50,4 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	69,6	70,9	-1,3 p.p.
Lucro Líquido	1.684	882	90,9%
Lucro Líquido ajustado	793	882	-10,1%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	28,3	32,5	-4,3 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	18,0	20,2	-2,2 p.p.
Dívida Líquida [6]	16.357	15.216	7,5%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.391	4.217	51,6%
Energia Vendida (MW médios) [8]	3.960	4.343	-8,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	222,34	229,42	-3,1%
Número de Empregados - Total	1.165	1.261	-7,6%
Empregados EBE	1.144	1.221	-6,3%
Empregados em Projetos em Construção	21	40	-47,5%

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

2 Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + impairment + não recorrentes.

3 Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.

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

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

6 Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de hedge.

7 Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

8 Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

9 Líquido de impostos sobre a vendae operações de trading.

Eventos Subsequentes

Em 17 de abril, ocorreu o lançamento da edição de 2023 do **Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia**. Para acessar o conteúdo completo **clique aqui**.

Mais seis aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho foram autorizados para **operação comercial** e sete estão em teste, até 7 de maio de 2024.

Aprovada pela Assembleia Geral Ordinária de 25 de abril a distribuição de dividendos obrigatórios e complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, no valor de **R$ 994,5 milhões (R$ 1,2188/ação)**, equivalente a 55% do lucro líquido ajustado de 2023. Os proventos **serão pagos em 26 de julho de 2024, com base nos dados cadastrais em 6 de maio de 2024**.



Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN)

Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os(as) acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.

Mensagem da Administração

Começamos o ano de 2024 comprometidos com o investimento em energias renováveis e no propósito de acelerar a transição energética de forma justa e acessível. A estratégia de descarbonização e diversificação do portfólio, balanceado entre geração e transmissão, tem se mostrado assertiva.

Em 10 de janeiro, foi concluída a alienação de 15% dos 32,5% de participação na Transportadora Associada de Gás — TAG, transação que gerou um lucro líquido de R$ 891 milhões. Assim, a ENGIE Brasil Energia passou a deter 17,5% do ativo. Este movimento reforça que o nosso foco em atividades do setor de energia elétrica, é resultado de um olhar atento às oportunidades para implementar uma rotação de ativos, gerando valor adicional por meio de novos projetos, sem aumentar a pressão sobre a alavancagem, os *ratings* e o *payout* da Companhia.

Reforçando a posição da ENGIE Brasil Energia como empresa líder no Brasil em geração de energia com fontes 100% renováveis, foi concluída em março, a operação de aquisição de cinco conjuntos fotovoltaicos em operação. Os Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro (BA), São Pedro (BA), Sol do Futuro (CE), Sertão Solar (BA) e Lar do Sol (MG) somam capacidade instalada de 548 MWac (661 MWp) e estão altamente contratados no longo prazo.

Paralelamente, avançamos na implantação dos nossos projetos. Em geração de energia solar, está em início de implantação, no Rio Grande do Norte, o **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, que terá capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp) e capacidade comercial estimada em 229 MW médios. A energia será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre. A entrada gradual em operação comercial deve acontecer a partir do quarto trimestre de 2024 e a conclusão no quarto trimestre de 2025.

Em energia eólica, estamos vivenciamento o desafio de implantar o maior projeto de geração de energia eólica já construído em fase única pela ENGIE no Brasil e no mundo. Composto por 24 parques eólicos, no município de Gentio do Ouro, estado da Bahia, o **Conjunto Eólico Serra do Assuruá** tem capacidade instalada prevista de 846 MW. No final do 1T24, o progresso da obra atingiu 44,6% e foi concluída a montagem dos primeiros aerogeradores. A entrada em operação comercial deve acontecer gradualmente a partir do terceiro trimestre de 2024 até o quarto trimestre de 2025.

No Rio Grande do Norte, chegamos ao final do 1T24 com 55 do total de 70 aerogeradores do **Conjunto Eólico Santo Agostinho** operando comercialmente e outros 13 em teste. Com capacidade instalada total de 434 MW, o progresso geral da obra alcançou a marca de 99,6%, com todas as obras auxiliares (acessos, redes e subestação), fornecimento e montagens 100% concluídas e 68 aerogeradores comissionados. A conclusão da implantação deve acontecer no 2T24.

No segmento de transmissão, o avanço global da obra da **Gavião Real Transmissora de Energia**, no Pará, atingiu 91,3%. Arrematada no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, o empreendimento 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 do estado do Pará, e tem previsão de energização para 2T24. Já a **Asa Branca Transmissora de Energia**, que contará com 1.000 quilômetros de linhas nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, obteve no 1T24, a Licença Prévia para a primeira linha de transmissão a ser construída.



Implantação Serra do Assuruá (BA)

Estamos vivenciamento o desafio de **implantar o maior projeto de geração de energia eólica** já construído em fase única pela ENGIE no Brasil e no mundo.

No 1T24, a ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 2,6 bilhões, queda de 10,4% frente ao 1T23, motivada, principalmente, pela venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, em maio de 2023. O Ebitda ajustado foi de R$ 1,8 milhões, uma redução de 12,1% em relação ao 1T23, consequência da venda da UTE Pampa Sul e alienação parcial da participação na Transportadora Associada de Gás – TAG, em janeiro desse ano, atenuada pela redução de compras para portfólio. Já o lucro líquido ajustado do 1T24 foi de R$ 793 milhões, valor 10,1% (R$ 89 milhões) abaixo do alcançado no mesmo período em 2023, em razão do descrito nos itens acima, atenuado pela melhora no resultado financeiro entre os trimestres.

Com a evolução da abertura do Mercado Livre de Energia, a Companhia continua fortalecendo a sua presença junto a empresas de diferentes portes em todas as regiões do país. Para isso, oferece produtos que simplificam o acesso ao Mercado Livre e produtos sofisticados de energia e descarbonização para clientes de todos os portes. No 1T24, a quantidade de consumidores livres aumentou 46,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, capturando novos entrantes no Ambiente de Contratação Livre. Em relação ao volume de energia, é importante destacar que mantivemos a estratégia de venda gradual de disponibilidade futura, de forma a mitigar o risco de exposição à volatidade do preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD). No 1T24, foram realizadas vendas de energia em volumes relevantes o que levou a redução média no saldo descontratado de 95 MW médios no período entre 2024 e 2029, mantendo o patamar do preço médio líquido de venda acima de R$ 210,00/MWh.

Acreditando no papel crucial do setor de transmissão para a transição energética, uma vez que viabiliza o escoamento da energia renovável para os centros de consumo, participamos no final de março do Leilão de Transmissão 2024/1 da Aneel. Oferecemos propostas para sete dos 15 lotes, chegando à etapa de viva-voz em dois. Desta vez, no entanto, apesar da competitividade das propostas, não saímos vencedores, porém mostramos nosso compromisso com o crescimento, sempre respaldados pelo equilíbrio entre a capacidade de execução dos projetos e a nossa disciplina financeira.

São estes fundamentos da nossa estratégia de crescimento que garantem nossa solidez financeira e qualidade de crédito. Em 2023, a Fitch Ratings reafirmou o *Rating* Nacional de Longo Prazo e o atribuído às sexta, sétima, nona, décima e décima primeira emissões de debêntures da Companhia em **'AAA(bra)'** e em escala global os IDRs (*Issuer Default Ratings*) de Longo Prazo em moedas estrangeiras em 'BB+' e local em 'BBB-'. Todos os *ratings* foram revisados com perspectiva estável.

Não podemos encerrar esta mensagem sem convidá-los a ler nosso recém-lançado **Relatório de Sustentabilidade 2023**. Esta é a nossa 18ª edição desde documento, no padrão *Global Reporting Iniciative* (GRI), que busca dar transparência aos nossos indicadores de desempenho econômico, operacional e socioambiental, e à evolução da Companhia nos temas relevantes aos negócios e às diretrizes de ESG, abordagem que incorpora no seu processo de tomada de decisão da Companhia aspectos sociais, ambientais e de governança. Para acessar o conteúdo, visite nosso *website* - **clique aqui**.

Seguimos atuando com responsabilidade em um dos setores mais relevantes para os desafios atuais da sociedade, compreendendo que a energia renovável e acessível é fator preponderante para um futuro mais sustentável, possibilitando que o combate às mudanças climáticas seja cada vez mais efetivo e o processo de transformação pelo qual estamos passando seja inclusivo, sem deixar ninguém para trás.

Boa leitura!



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente



Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 1T24, a ENGIE Brasil Energia contava com **9.008,2 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 10.718,0 MW, composto de 99 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 88 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 95 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador em 31 de março de 2024

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,8	1.090,8	abr/31	477,5
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.115,1**	**6.415,4**		**3.232,2**

Usina	Tipo	Centrais geradoras[1]	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	8	Lages e Pedro Avelino (RN)	341,0	341,0	mai/56	176,0
Conjunto Campo Largo II	Eólica	11	Umburanas (BA)	361,2	361,2	ago/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	18	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I	Eólica	11	Umburanas (BA)	326,7	326,7	mai/51	166,5
Conjunto Trairi	Eólica	8	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Conjunto Lar do Sol[3]	Solar	3	Pirapora (MG)	198,0	198,0	abr/54	53,0
Conjunto Paracatu	Solar	4	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Conjunto Juazeiro	Solar	4	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	jun/51	34,8
Conjunto Sertão Solar	Solar	4	Barreiras (BA)	94,6	94,6	jul/53	26,1
Conjunto Floresta	Solar	3	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Conjunto Sol do Futuro	Solar	3	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	jun/51	16,2
Ferrari Termoelétrica	Biomassa		Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	25,6
Conjunto São Pedro	Solar	2	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	mar/51	15,0
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa		Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	9,7
Assú V	Solar		Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Lages Bioenergética	Biomassa		Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	8,1
Rondonópolis	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[2]	0,3
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[2]	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[2]	0,0
Total - Complementares				**2.602,9**	**2.592,8**		**1.128,8**
Total				**10.718,0**	**9.008,2**		**4.360,9**

1 Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
2 Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
3 A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.

Ativos de Transmissão de Energia

Ativos de transmissão em operação em 31 de março de 2024

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações próprias	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909 km	311,6	5	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800 km	420,3	1	100%	mar/48
Total		**2.709 km**	**731,9**			

** Valores na data-base de julho de 2023 (ciclo 2023-2024).*

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

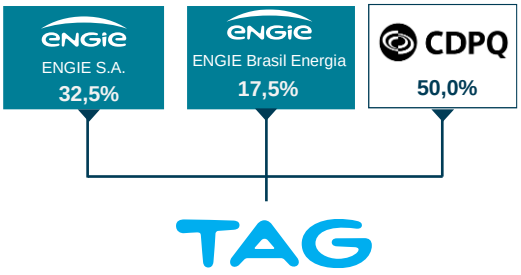
Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) e mais um em construção) e 90 pontos de entrega de gás (há mais um em construção), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas plantas de fertilizantes. A rede conta ainda com 11 estações de compressão ao longo da malha, todas próprias. A operação dos ativos é realizada da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa no Rio de Janeiro (RJ).

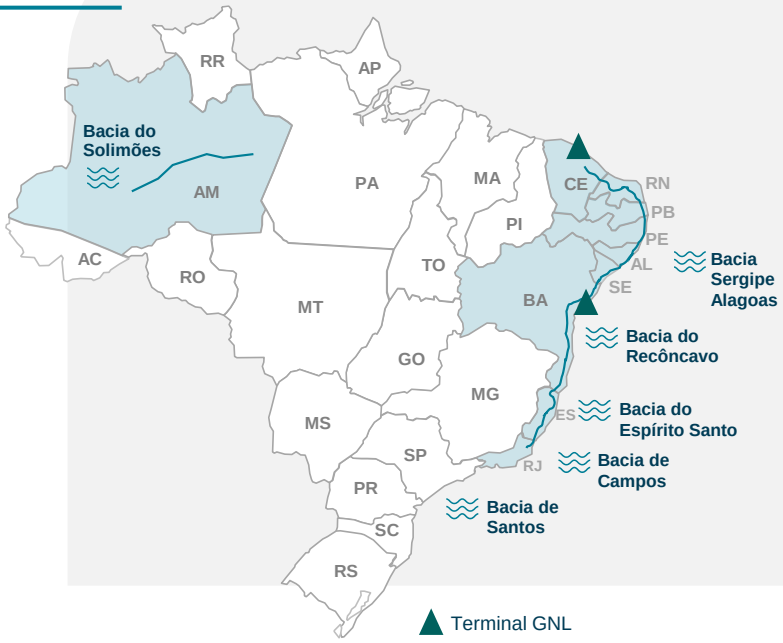
A TAG encontra-se 100% contratada, possuindo contratos legados de longo-prazo com a Petrobras, com prazo médio ponderado de aproximadamente sete anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou **64 contratos extraordinários ao longo de 2024**, que totalizaram um volume de 14 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 10% da receita total da TAG no ano (15% considerando somente malha integrada).

Em 28 de dezembro de 2023, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou **a venda de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da empresa, à Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ)**. A efetivação da transação ocorreu em 10 de janeiro de 2024, após cumprimento das condições precedentes, passando a Companhia a ser titular direta de ações de emissão da TAG representativas de 17,5% do capital social total da mesma, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% do capital social total da transportadora, ambos vinculados ao acordo de acionistas da mesma, mantendo o grupo de controle atual.

Estrutura Societária a partir de 10/01/2024



Localização dos Gasodutos da TAG



A TAG possui diversos projetos no *pipeline* para serem executados nos próximos cinco anos, que ultrapassam R$ 5,2 bilhões em investimentos. Aproximadamente 55% deste valor está em projetos relacionados à expansão da capacidade de transporte ou de extensão da malha da TAG, em linha com as perspectivas positivas do grupo para a indústria de gás natural no Brasil.

Projetos em construção:

- **Gasfor II**, no estado do Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e previsão de início de operação no terceiro trimestre de 2024. O investimento previsto é de R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **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, está em andamento e com início de operação estimado para o terceiro trimestre de 2024. O contrato de conexão de acesso com a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse), atual membro do grupo Eneva, foi assinado em 13 de junho de 2022, com investimento estimado em R$ 340 milhões. Em maio de 2023, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Ponto de entrega Itagibá**, no estado da Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene, está em construção e com início de operação esperada para o segundo trimestre 2024. Esse projeto tem previsão de investimento de R$ 23 milhões.

Projetos em desenvolvimento:

- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m³/dia.
- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açú ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 18 milhões de m³/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 106 milhões de m³/ano. No longo prazo, a capacidade pode chegar a 500 milhões de m³/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 legados com a Petrobras

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	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] *O contrato de Lagoa-Parda foi renovado para 2024, porém como contrato extraordinário, com vencimento em 31/12/2024.*


Transportadora Associada de Gás - TAG

Expansão

Jirau Energia.

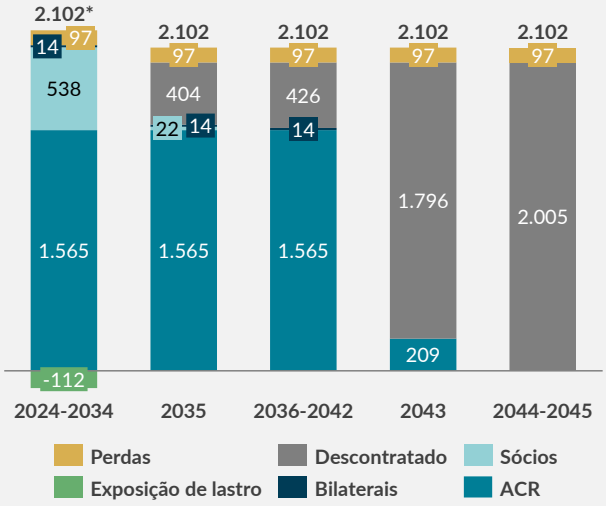
A Energia Sustentável do Brasil S.A. (“ESBR” ou “Jirau Energia”) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em operação, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.



A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



* Contempla a revisão da Garantia Física, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022.

No 1T24, a Jirau Energia gerou 2.529,2 MW médios, 25,3% acima dos 2.018,8 MW médios gerados no 1T23, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

Projetos de Transmissão em Implantação

Gavião Real Transmissora de Energia - Pará.

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

O prazo limite para o início da operação da linha de transmissão é 30 de março de 2026, mas a ENGIE visualiza antecipação desse prazo, além de uma redução de capex previsto pela Aneel.


Subestação setor de 230kV

No 1T24, o avanço global da obra atingiu 91,3%. Foram executadas atividades de montagem e comissionamento nos setores de 138kV e 230kV da subestação.

No primeiro trimestre de 2024, o **avanço global da obra atingiu 91,3%.** Foram executadas atividades de montagem e comissionamento nos setores de 138kV e 230kV da subestação e montagem e lançamento de cabos no seccionamento.

A previsão de energização do projeto foi postergada para junho de 2024.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado (R$ milhões)[2]
7	Pará (PA)	7,1	80,9
Total		**7,1**	**80,9**

1 Valor na data-base de junho de 2023.
2 Valor na data-base de junho de 2023, considerando otimização frente ao capex de referência da Aneel (R$ 110,0 milhões em jun/22).

Asa Branca Transmissora de Energia - Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

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 do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 27 de setembro de 2023.



No 1T24, foi obtida a **Licença Prévia para a primeira linha de transmissão a ser construída**, a LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III. E com o avanço no desenvolvimento da engenharia, foi protocolado o Projeto Básico para análise do ONS de todo o empreendimento.

O prazo máximo para início de operação é março de 2029, com previsão de antecipação de pelo menos 24 meses.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)[1]
5	Bahia (BA), Minas Gerais (MG) e Espírito Santo (ES)	249,3	2.667,0
Total		**249,3**	**2.667,0**

1 Valor na data-base de dezembro de 2022.

Projetos Eólicos em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Energia assegurada (MWm)
			Total	Participação da Companhia	
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	224,2
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	Eólica	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	412,0
Total			**1.280,0**	**1.280,0**	**636,2**

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I – Rio Grande do Norte.

Com **capacidade instalada total de 434 MW**, que será atingida com a implantação de 70 aerogeradores Siemens Gamesa de 6,2 MW cada, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, no Rio Grande do Norte. Esta fase demanda **investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões** (base dez/2020) e gerou milhares de empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre.


Montagem dos aerogeradores

No 1T24, o progresso geral da obra atingiu 99,6%, com 55 aerogeradores em operação comercial e 13 em teste.

Ao fim do 1T24, o **progresso geral da obra atingia 99,6%**, com todas as obras auxiliares (acessos, redes e subestação), fornecimento e montagens 100% concluídas e 68 aerogeradores comissionados.

Até o fim do 1T24, o projeto contava com 55 Unidades Geradoras (UGs) em operação comercial e outras 13 autorizadas para operação em teste. Em 7 de maio de 2024, um total de 61 UGs estavam em operação comercial e 7 em teste. Duas UG's permanecem com operação comercial suspensa temporariamente, em razão dos sinistros em pás. A conclusão do comissionamento das unidades remanescentes e a substituição das pás sinistradas ocorrerão no 2T24.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

Composto por 24 parques eólicos a serem implantados em fase única no município de Gentio do Ouro, estado da Bahia, o projeto possui outorga emitida pela Aneel e **capacidade instalada prevista de 846 MW**. A energia produzida será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre, podendo inclusive atender clientes no mercado de autoprodução de energia. 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), parte do qual foi contratado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Adicionalmente, um acordo de investimento com subscrição no valor de R$ 1 bilhão em novas ações preferenciais foi celebrado com o Itaú Unibanco.


Montagem dos aerogeradores

Concluída a montagem dos primeiros aerogeradores. Em andamento, o fornecimento de componentes dos aerogeradores, comissionamento das linhas de transmissão, montagem da subestação e as obras civis.

No final do 1T24, **o progresso da obra atingiu 44,6%**. As atividades de montagem de aerogeradores iniciaram conforme cronograma, com as primeiras unidades completamente montadas. O fornecimento dos componentes dos aerogeradores está progredindo como previsto. Na linha de transmissão o lançamento dos cabos condutores foi concluído, e as atividades finais de comissionamento estão em andamento. Quanto à subestação, o fornecimento de equipamentos de pátio, incluindo os três transformadores de força, foi finalizado, e a montagem eletromecânica está avançando. Nas redes de média tensão, as atividades de escavação, instalação de postes e lançamento de cabos condutores estão em curso. Nas obras civis, a terraplenagem e pavimentação dos acessos estão progredindo, assim como a escavação e concretagem das fundações dos aerogeradores.

A **previsão de entrada gradual em operação comercial é a partir do terceiro trimestre de 2024** e conclusão da implantação no quarto trimestre de 2025.

Projeto Fotovoltaico em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MWac)		Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia	
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	Solar	Assú (RN)	752,0	752,0	228,7
Total			**752,0**	**752,0**	**228,7**

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada em **229 MW médios**. **Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a energia está sendo totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre. O projeto foi adquirido em dezembro de 2021, em estágio avançado de desenvolvimento, com Licença Prévia e contratos fundiários firmados. O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) foi firmado em novembro de 2022 e os contratos principais de fornecimento (módulos, inversores e *trackers*) e execução de obras dos parques solares e conexão ao sistema (subestação coletora, linha de transmissão e *bay* de conexão) já foram assinados pela Companhia durante o ano de 2023.


Montagem dos *trackers*

Contratos de fornecimento e execução de obras assinados. Em andamento, a entrega de componentes e montagem dos *trackers*.

As atividades de implantação das usinas fotovoltaicas atingiram, até o final do 1T24, 18,6% de avanço, e estão sendo executadas atividades de engenharia, supressão vegetal, terraplenagem, drenagem, bem como as fundações e montagens dos *trackers*. Já as atividades de conexão ao sistema atingiram 81,4% de avanço físico. A entrega dos componentes no local da obra para estes dois contratos continua em andamento.

A entrada em operação comercial da primeira unidade fotovoltaica está prevista para ocorrer no quarto trimestre de 2024 e a operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho	Solar	Lajes e Pedro Avelino (RN)	509,0	509,0
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	400,0	400,0
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	279,0	279,0
Conjunto Eólico Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Eólico Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Conjunto Fotovoltaico Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**1.778,0**	**1.778,0**

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase II – Rio Grande do Norte.

Localizada junto à primeira fase, contará com sinergias que auxiliarão no desenvolvimento e viabilidade, tais como: alojamento, acesso externo, subestação, linha de transmissão e outros. Em dezembro de 2021, foi concedida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente, órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, a Licença Ambiental de Instalação para o projeto totalizando **279 MW de capacidade instalada**, otimizando os recursos eólicos e as novas tecnologias disponíveis no mercado.

Conjunto Eólico Umburanas – Fase II – Bahia.

A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado, o qual deverá ser atualizado durante o desenvolvimento avançado (pré-construção) para refletir as novas tecnologias disponíveis no mercado e assegurar o melhor aproveitamento dos recursos eólicos da região. O projeto será futuramente desenvolvido pela Companhia ao lado dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas – Fase I, capturando sinergias durante a implantação e operação, como subestação de energia, alojamento, acessos, equipes e outros. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. A **capacidade instalada** prevista atualmente para o projeto é de aproximadamente **250 MW**, aproveitando os melhores recursos eólicos da região.

Conjunto Eólico Campo Largo – Fase III – Bahia.

A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **250 MW de capacidade instalada** ao Conjunto Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua terceira fase. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. Em março de 2021, foi concedida, pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema), órgão ambiental do estado da Bahia, a licença Ambiental Prévia para o projeto, que está localizado ao lado das Fases I e II do Conjunto Eólico Campo Largo e contará com sinergias importantes para a sua viabilização.

Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

Localizado na área do Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN), o conjunto conta com 12 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de até 509 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – Bahia.

Localizado na área do Conjunto Eólico Campo Largo (BA), o conjunto conta com 12 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de até 400 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Conjunto Fotovoltaico Alvorada – Bahia.

Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com **capacidade instalada total estimada de até 90 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial fotovoltaico, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

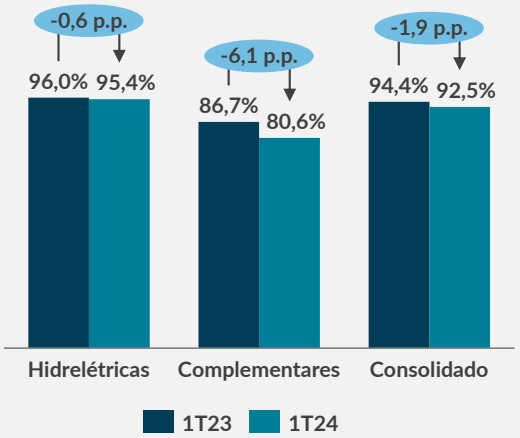
No 1T24, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **92,5%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 95,4% nas usinas hidrelétricas e 80,6% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** apresentou redução de 0,6 p.p. no 1T24, quando comparada ao 1T23, em razão, principalmente, das modernizações que estão ocorrendo na Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Miranda e na Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Em relação às **usinas complementares,** houve redução de 6,1 p.p. na disponibilidade do 1T24, comparado com o mesmo trimestre do ano anterior, em razão de manutenções corretivas em aerogeradores dos Conjuntos Eólicos Umburanas e Santo Agostinho e na Unidade Geradora 1 da Pequena Central Hidrelétrica José Gelázio da Rocha.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



* Para fins comparativos, não apresentamos disponibilidade da UTE Pampa Sul, vendida em maio de 2023.

Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

A Engie Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul e Novo Estado, **no 1T24, com um índice de disponibilidade total de 100%.** Os ativos de transmissão tiveram sua implantação concluída em fevereiro de 2023, quando o restante das linhas de transmissão e subestações entraram em operação.

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 13.958 GWh (6.391 MW médios), no 1T24, resultado **53,2% (51,6% em MW médios) superior** à produção do 1T23, desconsiderando a geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, em razão da sua venda em maio de 2023.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 12.894 GWh (5.904 MW médios) e as complementares por 1.064 GWh (487 MW médios). Esses resultados representam elevação de 66,3% na geração das usinas hidrelétricas e redução de 21,6% na geração das complementares, em comparação ao 1T23.

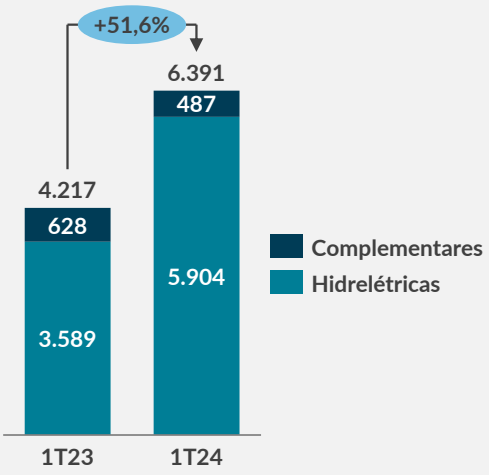
O aumento na geração de energia das **usinas hidrelétricas** no 1T24, em comparação ao 1T23, se deve às condições hidrológicas mais favoráveis na Região Sul e à política de operação do Operador Nacional do Sistema (ONS) adotada para as usinas da bacia do Rio Tocantins.

Na Região Sul, destaca-se o período úmido que teve início no segundo semestre de 2023 com a presença do fenômeno El Niño e se estendeu até o início de 2024, favorecendo a maximização da geração das usinas da região.

Já para a bacia do Rio Tocantins, apesar do período úmido se apresentar abaixo da média, houve também um aumento significativo na geração das usinas hidrelétricas. No primeiro trimestre de 2024 não foi realizada a operação especial da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa, estabelecida pela Resolução nº 70/2021 da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), que busca reduzir a vazão defluente da usina de cabeceira durante o período úmido para garantir um maior armazenamento do reservatório, melhorando a segurança hídrica dos demais períodos do ano. Isso refletiu na manutenção de vazões em toda a bacia, contribuindo para a geração de energia das Usinas Hidrelétricas de Cana Brava, São Salvador e Estreito.

Geração

MW médios



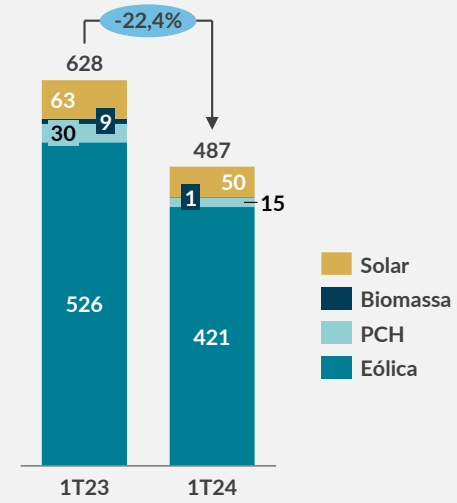
Notas:
- A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2024 ser ano bissexto.
- Para fins comparativos, não apresentamos geração da UTE Pampa Sul, vendida em maio de 2023.

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.

A menor produção das **usinas complementares** no 1T24, ocorreu principalmente pela diminuição da geração eólica e solar. Nas usinas eólicas da Bahia e do Ceará, houve redução na incidência de ventos durante o 1T24 em comparação com o 1T23. Durante o período, foram realizadas manutenções preventivas nos aerogeradores e nas subestações dos conjuntos eólicos para aproveitar a fase de baixo vento. A geração das eólicas da Região Nordeste foi 19,2% abaixo do mesmo período do ano anterior, totalizando 919 GWh (421 MW médios). Adicionalmente, no dia 23 de março de 2023, ocorreu a entrada em operação comercial do primeiro aerogerador do Conjunto Eólico Santo Agostinho, o qual foi responsável por uma geração de 110 GWh (50,2 MW médios) no 1T24. Desconsiderando a geração do Conjunto Eólico Santo Agostinho, a geração da fonte eólica da Companhia teria registrado queda de 28,8%.

Geração por Fonte Complementar

MW médios



Nota:
- A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2024 ser ano bissexto.

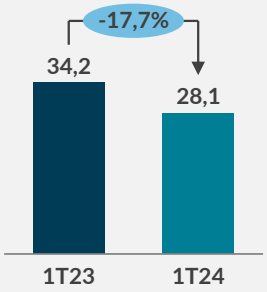
Já nas usinas solares, ocorreu redução na geração das plantas que compõem os Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta pela menor irradiação no 1T24, comparado com o mesmo trimestre de 2023. Além disso, o evento climático que ocorreu em Paracatu, em 24 de março de 2023, fez com que a geração do 1T24 tenha sido menor do que a do 1T23 naquele conjunto fotovoltaico.

Transporte de Gás

No 1T24, a TAG transportou um volume médio de gás de 28,1 milhões de m³/dia (34,2 milhões de m³/dia no 1T23). O volume dos contratos extraordinários foi de 11,5 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 10% do volume total contratado pela TAG, e 15% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Em 2024, a TAG assinou 64 contratos extraordinários com 19 carregadores, uma redução em relação à 2023, devido ao maior acionamento da reserva contratual por parte da Petrobras.

Volume médio de gás movimentado

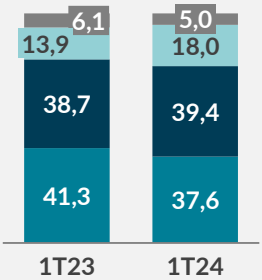
MM m³/dia



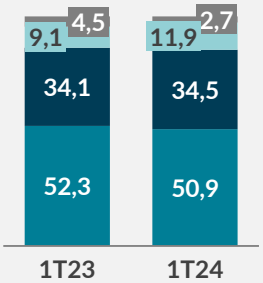
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 1T24, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 39,4% do total das vendas físicas e 34,5% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, aumentos de 0,7 p.p. e 0,4 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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



Trading Comercializadoras Clientes Livres Distribuidoras

Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de março de 2024**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

	(em MW médios)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.263	4.684	4.879	4.879	4.879	4.879				
+	Compras para Revenda	984	549	430	334	329	234				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.247**	**5.233**	**5.309**	**5.213**	**5.208**	**5.113**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.830	1.832	1.822	1.813	1.803	1.803				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	302,4	271,7
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	331,8	298,1
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	346,9	311,7
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	312,3	280,6
	Proinfa	19	19	19	10	-	-	147,8	jun-04	442,5	426,4
	1º Leilão de Reserva	14	2	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	9	8	-	-	-	-	-	-	370,7	357,2
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	345,7	333,1
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	234,2	212,6
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	293,7	266,5
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futur	111	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	450,0	408,4
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	13	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	468,7	425,3
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	234,7	213,0
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	23	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	199,3	180,9
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	197,1	188,0
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	228,9	218,3
+	Vendas Bilaterais	2.954	2.549	2.407	1.831	1.318	560				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.784**	**4.381**	**4.229**	**3.644**	**3.121**	**2.363**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**463**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**-**	**331**	**559**	**1.048**	**1.566**	**2.229**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	217,0	218,6	210,4							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	159,4	138,0	142,8							

1 XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ➔ ano de realização do leilão
YY ➔ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ➔ ano de início de fornecimento
ZZ ➔ duração do fornecimento (em anos)

2 Preço de venda, incluindo operações de trading, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

3 Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

4 Preço de aquisição líquido, considerando operações de trading e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).

- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.



Conjunto Fotovoltaico Lar do Sol (MG)

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 1T24 X 1T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
1T24					
Receita operacional líquida	2.254	301	54	-	2.609
Custos operacionais	(996)	(42)	(56)	-	(1.094)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.258**	**259**	**(2)**	**-**	**1.515**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(98)	(10)	(1)	-	(109)
Outras receitas operacionais, líquidas	2	-	-	-	2
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.350	1.350
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	162	162
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.162**	**249**	**(3)**	**1.512**	**2.920**
1T23					
Receita operacional líquida	2.438	374	101	-	2.913
Custos operacionais	(1.050)	(85)	(97)	-	(1.232)
Lucro bruto	**1.388**	**289**	**4**	**-**	**1.681**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(89)	(3)	(1)	-	(93)
Outras receitas operacionais, líquidas	-	1	-	-	1
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	248	248
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.299**	**287**	**3**	**248**	**1.837**
Variação					
Receita operacional líquida	(184)	(73)	(47)	-	(304)
Custos operacionais	54	43	41	-	138
Lucro (prejuízo) bruto	**(130)**	**(30)**	**(6)**	**-**	**(166)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(9)	(7)	-	-	(16)
Outras receitas operacionais, líquidas	2	(1)	-	-	1
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.350	1.350
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(86)	(86)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**(137)**	**(38)**	**(6)**	**1.264**	**1.083**

[1] *Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").*

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

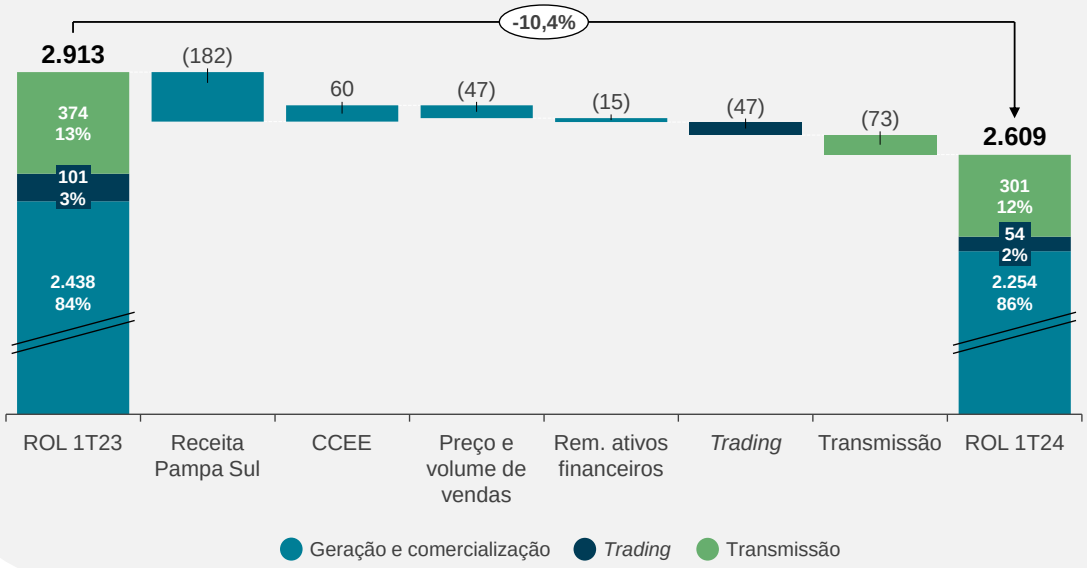
Receita Operacional Líquida

Receita por segmento – 1T24 X 1T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T24				
Distribuidoras de energia elétrica	1.005	-	-	1.005
Consumidores livres	683	-	-	683
Remuneração dos ativos de concessão	135	254	-	389
Comercializadoras de energia elétrica	235	-	-	235
Transações no mercado de curto prazo	154	-	-	154
Receita de serviços prestados	37	18	-	55
Operações de *trading* de energia	-	-	54	54
Receita de construção	-	29	-	29
Outras receitas	5	-	-	5
Receita operacional líquida	**2.254**	**301**	**54**	**2.609**
1T23				
Distribuidoras de energia elétrica	1.178	-	-	1.178
Consumidores livres	769	-	-	769
Remuneração dos ativos de concessão	150	282	-	432
Comercializadoras de energia elétrica	205	-	-	205
Transações no mercado de curto prazo	94	-	-	94
Receita de serviços prestados	35	10	-	45
Operações de *trading* de energia	-	-	101	101
Receita de construção	-	82	-	82
Outras receitas	7	-	-	7
Receita operacional líquida	**2.438**	**374**	**101**	**2.913**
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	(173)	-	-	(173)
Consumidores livres	(86)	-	-	(86)
Remuneração dos ativos de concessão	(15)	(28)	-	(43)
Comercializadoras de energia elétrica	30	-	-	30
Transações no mercado de curto prazo	60	-	-	60
Receita de serviços prestados	2	8	-	10
Operações de *trading* de energia	-	-	(47)	(47)
Receita de construção	-	(53)	-	(53)
Outras receitas	(2)	-	-	(2)
Receita operacional líquida	**(184)**	**(73)**	**(47)**	**(304)**

No 1T24, a receita operacional líquida reduziu 10,4% (R$ 304 milhões) quando comparada ao 1T23, passando de R$ 2.913 milhões para **R$ 2.609 milhões**.

Receita Operacional Líquida por Segmento
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**

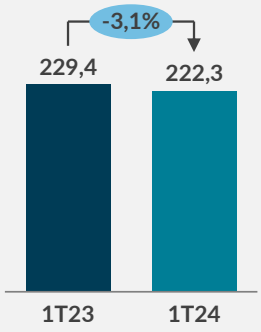
O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 222,34/MWh no 1T24. Esse valor foi 3,1% inferior** ao do 1T23, que foi de R$ 229,42/MWh.

A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela venda da subsidiária Pampa Sul, que vendia energia por preços acima do preço médio do restante do portfólio da Companhia; (ii) pela melhoria no cenário hidrológico ocorrida nos últimos anos, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre, composto pelos Consumidores Livres e Comercializadoras; (iii) pela redução do PLD mínimo; 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.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.380 GWh (4.343 MW médios) no 1T23 para **8.649 GWh (3.960 MW médios) no 1T24**, um decréscimo de 731 GWh (383 MW médios), ou 8,8%, entre os períodos comparados. A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada pela redução do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul e pela sazonalização dos contratos vigentes, e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda no ambiente de contratação livre, atenuada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos.

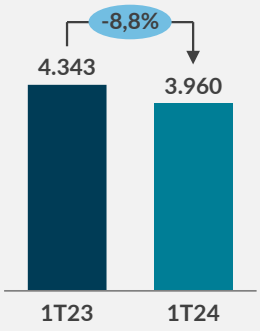
As reduções nos volumes de vendas e preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, reduções de R$ 229 milhões, entre os trimestres na receita operacional líquida da Companhia. Destes valores, R$ 182 milhões referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no 2T23.

Preço Médio Líquido de Vendas*
R$/MWh



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

Volume de Vendas*
MW médios



* Líquido de operações de *trading*.

- **Receita de Venda de Energia Elétrica**

  - Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.005 milhões no 1T24, R$ 173 milhões (14,7%) inferior aos R$ 1.178 milhões auferidos no 1T23. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) queda de R$ 200 milhões em razão da redução de 696 GWh (340 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) elevação de R$ 27 milhões com o acréscimo de 2,7% no preço médio líquido de vendas.

A redução no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da alienação da subsidiária Pampa Sul, que contava com capacidade comercial de 323,5 MW médios, e da estratégia de sazonalização dos contratos com as distribuidoras, suavizado pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos.

O aumento do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivado, principalmente, pela (i) atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, ativos com energia contratada a preços superiores às demais receitas no Ambiente Regulado; atenuado pela (iii) alienação da subsidiária Pampa Sul.

  - Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R$ 86 milhões (11,2%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 769 milhões no 1T23 para **R$ 683 milhões no 1T24**. A variação resulta da redução de 279 GWh (147 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 55 milhões) e pelo decréscimo de 4,3% no preço médio líquido de vendas (R$ 31 milhões). A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, conjuntamente, da mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda. Já a redução no preço médio líquido de vendas foi motivada, principalmente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, ocasionado pela melhoria no cenário hidrológico ocorrida nos últimos anos e atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes.

  - Comercializadoras:

No 1T24, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 235 milhões, R$ 30 milhões (14,6%) superior à receita auferida no 1T23, que foi de R$ 205 milhões. A variação é explicada pela combinação do aumento de 244 GWh (104 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 35 milhões) atenuada pelo decréscimo de 2,6% no preço médio líquido de vendas (R$ 5 milhões).

O aumento da quantidade entre os trimestres analisados decorre, principalmente, da mudança de classe de comercialização de clientes já existentes no portfólio da Companhia de Consumidores Livres para Comercializadoras e de novos contratos firmados. A redução no preço médio líquido de vendas observada no 1T24 se deve, basicamente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, tal qual ocorrido nas transações com Consumidores Livres. Esta redução foi ligeiramente atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes.

- **Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo**

No 1T24, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 154 milhões**, enquanto no 1T23 foi de R$ 94 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 60 milhões (63,8%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões**

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 150 milhões, no 1T23, para **R$ 135 milhões no 1T24, decréscimo de R$ 15 milhões (10,0%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.



Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (MT)

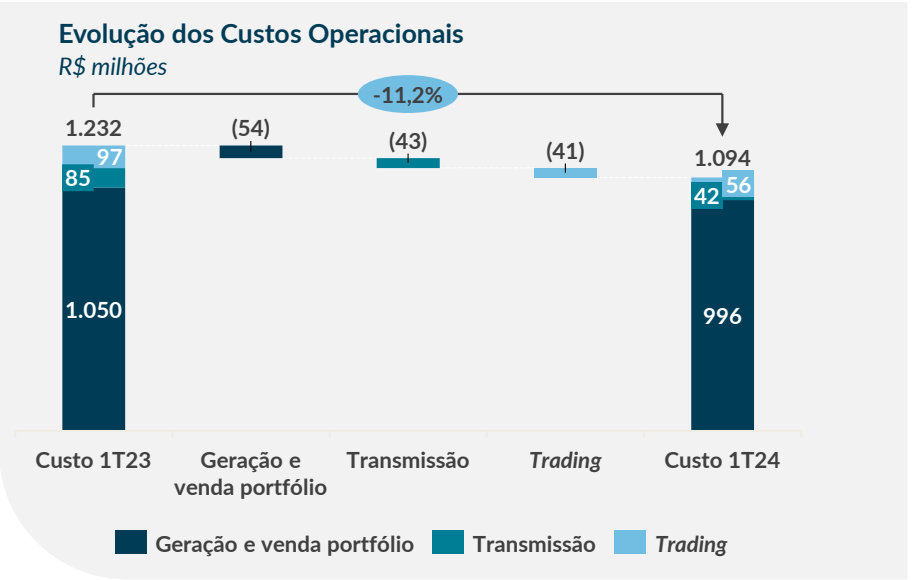
Custos Operacionais

Custos por segmento – 1T24 x 1T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T24				
Compras de energia	318	-	52	370
Depreciação e amortização	232	3	-	235
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	172	-	-	172
Materiais e serviços de terceiros	88	8	-	96
Royalties	63	-	-	63
Pessoal	58	2	-	60
Seguros	25	1	-	26
Custos de construção	-	26	-	26
Transações no mercado de curto prazo	23	-	-	23
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	17	2	-	19
Custos operacionais	**996**	**42**	**56**	**1.094**
1T23				
Compras de energia	434	-	96	530
Depreciação e amortização	217	-	-	217
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	164	-	-	164
Materiais e serviços de terceiros	84	5	-	89
Royalties	33	-	-	33
Pessoal	59	3	-	62
Seguros	19	-	-	19
Custos de construção	-	77	-	77
Transações no mercado de curto prazo	13	-	-	13
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	1	1
Combustíveis para geração	22	-	-	22
Outros custos operacionais, líquidos	5	-	-	5
Custos operacionais	**1.050**	**85**	**97**	**1.232**
Variação				
Compras de energia	(116)	-	(44)	(160)
Depreciação e amortização	15	3	-	18
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	8	-	-	8
Materiais e serviços de terceiros	4	3	-	7
Royalties	30	-	-	30
Pessoal	(1)	(1)	-	(2)
Seguros	6	1	-	7
Custos de construção	-	(51)	-	(51)
Transações no mercado de curto prazo	10	-	-	10
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	3	3
Combustíveis para geração	(22)	-	-	(22)
Outros custos operacionais, líquidos	12	2	-	14
Custos operacionais	**(54)**	**(43)**	**(41)**	**(138)**

Os custos operacionais reduziram em R$ 138 milhões (11,2%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.232 milhões no 1T23 para **R$ 1.094 milhões no 1T24**. Esta variação foi reflexo da combinação das seguintes reduções: (i) R$ 54 milhões (5,1%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) R$ 43 milhões (50,6%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pela redução dos custos de construção; e (iii) R$ 41 milhões (42,3%) 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

- **Compras de energia:** entre o 1T23 e o 1T24 houve redução de R$ 116 milhões (26,7%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação das reduções de 431 GWh (197 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 78 milhões) e 10,8% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 38 milhões). Os decréscimos dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia, focada na venda de geração de projetos próprios. A redução dos preços médios de compras reflete a melhoria no cenário hidrológico ocorrida nos últimos anos, a qual impacta no decréscimo dos preços de energia do mercado livre.

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 15 milhões (6,9%) entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos e pelo início da operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho durante o ano de 2023.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 8 milhões (4,9%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho; (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição; e (iv) parcialmente suavizado pela alienação da UTE Pampa Sul.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 30 milhões (90,9%) nos trimestres comparados em decorrência, basicamente, da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 1T24 quando comparado com o 1T23 em decorrência da hidrologia favorável do período e pelo reajuste anual.

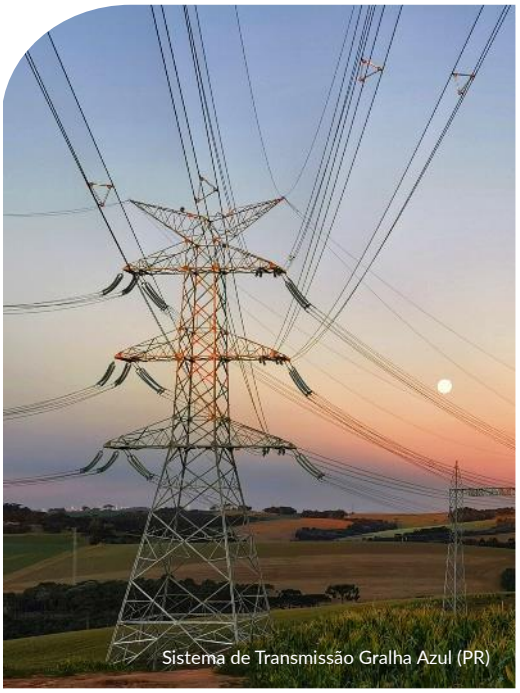
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 10 milhões (76,9%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 22 milhões (100,0%) na comparação trimestral. As variações foram impactadas pela alienação da UTE Pampa Sul ocorrida em maio de 2023.

- **Pessoal:** redução de R$ 1 milhão (1,7%) na comparação entre os trimestres, motivada principalmente pela alienação da subsidiária Pampa Sul e pela redução dos custos com plano de demissão voluntária, suavizada pelo reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e pelo aumento do quadro de colaboradores entre os períodos.

Os demais custos deste segmento não apresentaram variações relevantes entre os trimestres em análise.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia


Sistema de Transmissão Gralha Azul (PR)

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.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 259 milhões no 1T24, redução de R$ 30 milhões (10,4%), em relação ao mesmo trimestre de 2023, cujo valor foi de R$ 289 milhões. As variações decorrem, substancialmente, do decréscimo de R$ 28 milhões (9,9%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela redução dos índices inflacionários e pela revisão tarifária (Revisão Tarifária Periódica - RTP) ocorrida no 2T23.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 1T24 foi de R$ 177 milhões, (R$ 127 milhões no 1T23), sendo R$ 159 milhões (R$ 117 milhões no 1T23) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 18 milhões (R$ 10 milhões no 1T23) relativos à receita de serviços prestados de O&M. Ressaltamos que o aumento da RAP entre os trimestres decorre, principalmente, da entrada em operação dos ativos em meados do 1T23, suavizado pela redução na RAP ocasionada pela RTP de 2023.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(Valores em R$ milhões)	1T24	1T23	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	177	127	50
Custos operacionais	(13)	(8)	(5)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(10)	(3)	(7)
Outras receitas operacionais, líquidas	-	1	(1)
Ebitda regulatório de transmissão	**154**	**117**	**37**

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

A Companhia atua no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de 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 lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R$ 6 milhões, passando de R$ 4 milhões de lucro no 1T23 para R$ 2 milhões de prejuízo no 1T24, motivado pelos seguintes eventos: (i) variação com impacto negativo de R$ 3 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado; e (ii) redução de R$ 3 milhões no resultado das transações de compra e venda de energia.

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 – (em R$ milhões)

	Geração
1T24	
Receita operacional líquida	154
Custos operacionais	(23)
Resultado líquido	**131**
1T23	
Receita operacional líquida	94
Custos operacionais	(13)
Resultado líquido	**81**
Variação	
Receita operacional líquida	60
Custos operacionais	(10)
Resultado líquido	**50**

No 1T24 e no 1T23, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R$ 131 milhões** e R$ 81 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 50 milhões entre os períodos comparados**. Já no resultado do segmento de *trading* de energia não ocorreram transações no âmbito da CCEE nos trimestres em questão.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos efeitos positivos: (i) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos; (ii) efeito positivo no MRE, em virtude do aumento da geração hidrelétrica das usinas participantes do MRE, dado o maior despacho de energia hídrica por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS), tendo em vista as condições hidrológicas mais favoráveis na região Sul e na Bacia do Tocantins, além da redução de recursos energéticos de fontes eólicas devido a fatores meteorológicos. Esses efeitos positivos foram atenuados pelo (iii) impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física das usinas participantes; (iv) variação negativa do PLD nos trimestres em questão; e (v) variação com impacto negativo nos serviços ancilares, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

Em dezembro de 2023, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2024 em R$ 716,80/MWh e R$ 61,07/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	1T24	1T23	Var. 1T (%)
Sul	61,14	69,04	(11,4%)
Sudeste/Centro-Oeste	61,14	69,04	(11,4%)
Nordeste	61,14	69,04	(11,4%)



Usina Hidrelétrica Passo Fundo (RS)

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 16 milhões (17,2%) entre o 1T24 e o 1T23. As variações nos trimestres analisados, decorrem (i) do acréscimo no segmento de geração, no montante de R$ 9 milhões, o qual foi impactado, substancialmente, pelos seguintes eventos: (i.i) aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres; e (i.ii) início da operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho ao longo de 2023; e (ii) do aumento no segmento de transmissão, no montante de R$ 7 milhões, em decorrência de gastos com leilão.

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$ 1.350 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 31 de março de 2024, a Companhia detinha 17,5% de participação societária direta na TAG.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

	1T24				1T23	
DRE – em R$ milhões	100%	Participação da Companhia			100%	Participação da Companhia
		32,5%[1]	17,5%[1]	Total		
Receita operacional líquida	2.217	80	345	425	2.354	765
Custos dos serviços prestados	(606)	(20)	(95)	(115)	(637)	(207)
Lucro bruto	**1.611**	**60**	**250**	**310**	**1.717**	**558**
Despesas gerais e administrativas	(45)	(2)	(7)	(9)	(26)	(8)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.566**	**58**	**243**	**301**	**1.691**	**550**
Resultado financeiro	(410)	(15)	(64)	(79)	(528)	(172)
Lucro antes dos impostos	**1.156**	**43**	**179**	**222**	**1.163**	**378**
Imposto de renda e contribuição social	(315)	(11)	(49)	(60)	(400)	(130)
Lucro líquido da TAG	**841**			**162**	**763**	**248**

[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 lucro líquido com o Ebitda da TAG, apresentamos a tabela abaixo:

	1T24				1T23	
Ebitda – em R$ milhões	100%	Participação da Companhia			100%	Participação da Companhia
		32,5%	17,5%	Total		
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.566**	**58**	**243**	**301**	**1.691**	**550**
Depreciação e amortização	165	6	26	32	166	54
Amortização da mais valia	148	5	23	28	148	48
Ebitda[1]	**1.879**			**361**	**2.005**	**652**
Margem Ebitda	**84,8%**				**85,2%**	

[1] *Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.*

Entre o 1T23 e o 1T24, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 86 milhões (34,7%), passando de R$ 248 milhões para R$ 162 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, do decréscimo de R$ 291 milhões no Ebitda, devido, principalmente pela combinação dos seguintes efeitos: (i) da redução do percentual de participação da Companhia na TAG; (ii) da atualização com efeito negativo das tarifas de transporte; e (iii) redução de penalidades cobradas dos clientes, em decorrência de utilização indevida da malha de transportes.

Estes efeitos negativos foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos positivos: (i) redução da despesa financeira líquida, de R$ 93 milhões, oriundo, substancialmente, da redução de participação societária e da redução dos juros sobre debêntures, em virtude do refinanciamento ocorrido em novembro de 2023; (ii) decréscimo de R$ 70 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente pela redução de participação societária e da redução da alíquota efetiva no 1T24, oriunda dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste); e (iii) reduções de R$ 22 milhões e R$ 20 milhões, respectivamente, na depreciação e na amortização da mais valia decorrente da redução de participação societária.

Adicionalmente, a receita operacional líquida e os custos dos serviços prestados, foram impactados, ambos no montante de R$ 13 milhões no 1T24 (R$ 42 milhões no 1T23), decorrentes do repasse de custos aos clientes, referentes aos encargos que não devem gerar margem ao transportador, tais como encargos de congestionamento, balanceamento e gás para o uso no sistema. Cabe destacar, que os repasses são previstos em resoluções da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Balanço Patrimonial

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

Balanço Patrimonial	31/03/2024	31/12/2023
ATIVO		
Ativo circulante	**3.271**	**3.439**
Caixa e equivalentes de caixa	1.143	1423
Contas a receber de clientes	1.547	1.541
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	90	50
Outros ativos circulantes	491	425
Ativo não circulante	**30.362**	**29.573**
Depósitos vinculados	1.552	633
Outros ativos não circulantes	137	119
Imobilizado	25.926	26.074
Intangível	2.747	2.747
Total	**33.633**	**33.012**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.327**	**4.693**
Instrumentos de dívida	3.591	3.107
Outros passivos circulantes	736	1.586
Passivo não circulante	**20.741**	**20.505**
Instrumentos de dívida	14.282	13.969
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	189	376
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.727	5.626
Outros passivos não circulantes	543	534
Patrimônio líquido	**8.565**	**7.814**
Total	**33.633**	**33.012**

Ebitda e Margem Ebitda

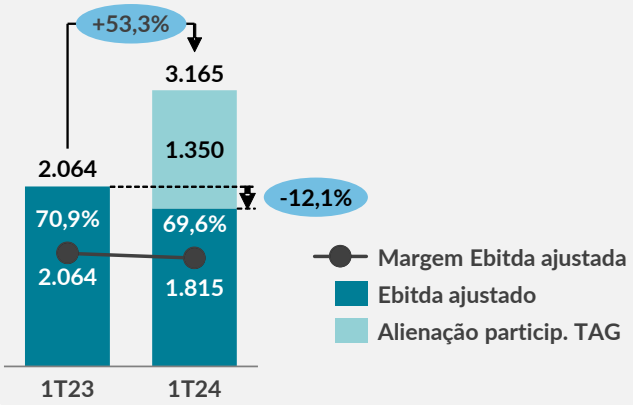
Ebitda por segmento – 1T24 x 1T23 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
1T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.162	249	(3)	1.512	2.920
Depreciação e amortização	242	3	-	-	245
Ebitda[1]	**1.404**	**252**	**(3)**	**1.512**	**3.165**
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.350)	(1.350)
Ebitda ajustado	**1.404**	**252**	**(3)**	**162**	**1.815**
Margem Ebitda ajustada	**62,3%**	**83,7%**	**(5,6%)**	**-**	**69,6%**
1T23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.299	287	3	248	1.837
Depreciação e amortização	227	-	-	-	227
Ebitda[2]	**1.526**	**287**	**3**	**248**	**2.064**
Margem Ebitda[2]	**62,6%**	**76,7%**	**3,0%**	**-**	**70,9%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(137)	(38)	(6)	1.264	1.083
Depreciação e amortização	15	3	-	-	18
Ebitda	**(122)**	**(35)**	**(6)**	**1.264**	**1.101**
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.350)	(1.350)
Ebitda ajustado	**(122)**	**(35)**	**(6)**	**(86)**	**(249)**
Margem Ebitda ajustada	**(0,3 p.p.)**	**7,0 p.p.**	**(8,6 p.p.)**	**-**	**(1,3 p.p.)**

[1] Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.
[2] No 1T23 a Companhia não apresentou transações não recorrentes, desta forma, não há valores a serem ajustados no Ebitda.

Entre o 1T24 e o 1T23, o **Ebitda aumentou** R$ 1.101 milhões (53,3%), passando de R$ 2.064 milhões no 1T23 **para R$ 3.165 milhões no 1T24**, considerando a alienação de participação societária em controlada em conjunto. **Já o Ebitda ajustado teve redução** de R$ 249 milhões (12,1%), passando de R$ 2.064 milhões no 1T23 para **R$ 1.815 milhões no 1T24.**

Ebitda[1] e Margem Ebitda ajustados



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

As principais variações no Ebitda ajustado estão no **segmento de geração e venda de energia elétrica**, cujos **efeitos negativos**, foram: (i) R$ 229 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda, dos quais, R$ 182 milhões referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul; (ii) R$ 30 milhões referentes a *royalties*; (iii) queda de R$ 15 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; (iv) R$ 9 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; (v) R$ 8 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão, sendo composto por R$ 16 milhões de aumento por aquisição e entrada em operação de novas usinas e reajuste anual, e atenuado pela venda de Pampa Sul (R$ 8 milhões); e (vi) R$ 19 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas, os quais foram atenuados pela venda de Pampa Sul (R$ 35 milhões). Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos positivos**: (vii) queda de R$ 116 milhões nas compras de energia; (viii) R$ 50 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (ix) redução de R$ 22 milhões de combustível decorrente da venda de Pampa Sul. Destaca-se que o impacto da venda de Pampa Sul no Ebitda do segmento de geração e venda de energia elétrica foi de R$ 117 milhões.

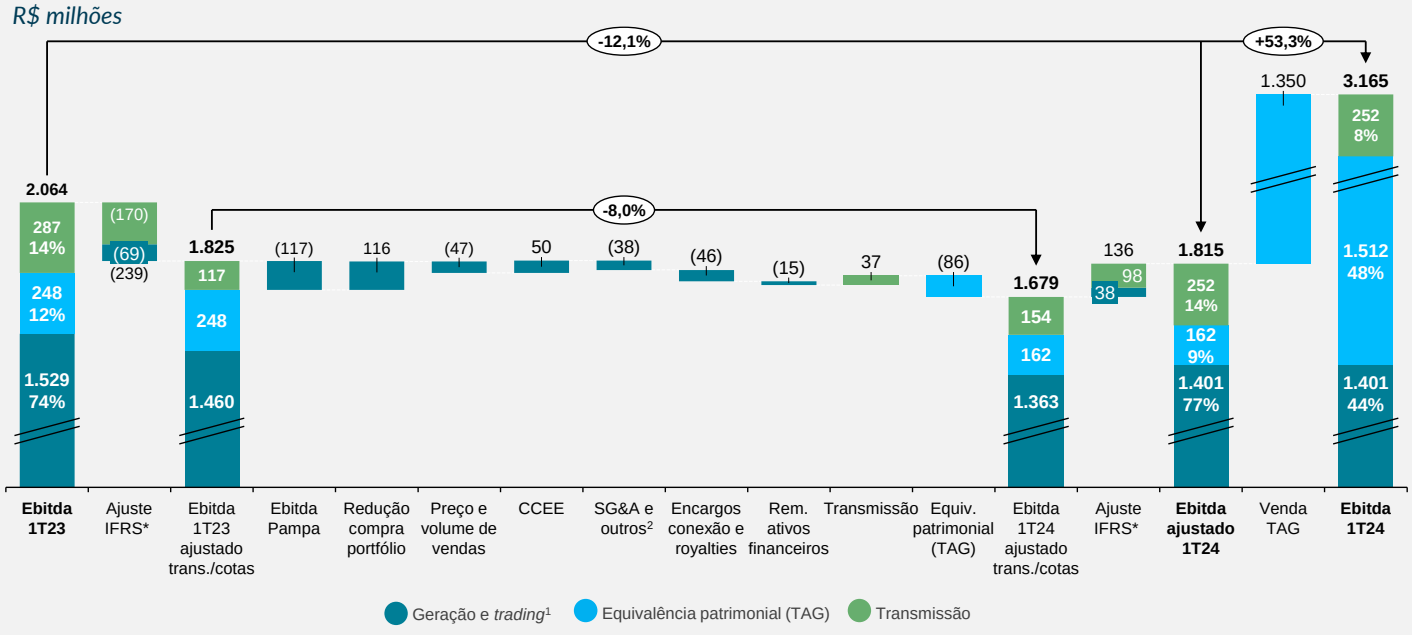
Adicionalmente, no 1T24, o Ebitda foi impactado negativamente pelo **segmento de transmissão**, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 28 milhões de redução na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) aumento de R$ 7 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; (iii) R$ 2 milhões de decréscimo do resultado de construção; atenuado pela (iv) elevação de R$ 3 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência, principalmente, do aumento da receita de serviços prestados.

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

(Valores em R$ milhões)	1T24	1T23	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	1.684	882	90,9
(+) Imposto de renda e contribuição social	711	235	202,6
(+) Resultado financeiro	525	720	(27,1)
(+) Depreciação e amortização	245	227	7,9
Ebitda	**3.165**	**2.064**	**53,3**
Efeitos não recorrentes			
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	(1.350)	-	100,0
Ebitda ajustado	**1.815**	**2.064**	**(12,1)**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(252)	(287)	(12,2)
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	154	117	31,6
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(203)	(229)	(11,4)
Ebitda regulatório cotistas	165	160	3,1
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.679**	**1.825**	**(8,0)**

Evolução do Ebitda

R$ milhões



* IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade).
[1] Contempla o resultado dos segmentos de geração e *trading*.
[2] Outros: excluindo o efeito societário de cotistas.


Conjunto Fotovoltaico Nova Aurora e Eólica Tubarão (SC)

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	1T24	1T23	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	191	90	101
Outras receitas financeiras	21	25	(4)
Total receitas financeiras	**212**	**115**	**97**
Dívida:			
Juros	(263)	(321)	58
Atualização monetária	(243)	(258)	15
Outras despesas financeiras, líquidas	(54)	(51)	(3)
Total despesas financeiras	**(560)**	**(630)**	**70**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(53)	(86)	33
Atualização a valor presente	(124)	(119)	(5)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(177)**	**(205)**	**28**
Resultado financeiro	**(525)**	**(720)**	**195**

Receitas financeiras: no 1T24, as receitas financeiras atingiram R$ 212 milhões, R$ 97 milhões ou 84,3% acima dos R$ 115 milhões auferidos no 1T23, substancialmente, pelo aumento de R$ 101 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo crescimento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 1T24 foram de R$ 560 milhões, isto é, R$ 70 milhões ou 11,1% abaixo das registradas no 1T23, que foram de R$ 630 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes da redução de R$ 73 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, devido à queda de R$ 58 milhões em juros sobre a dívida, em virtude da liquidação de instrumentos de dívida em montantes significativos ao longo do ano de 2023, acrescida pela redução de R$ 15 milhões relativas à atualização monetária, em decorrência do declínio dos índices inflacionários.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 28 milhões (13,7%), atingindo R$ 177 milhões no 1T24 em contrapartida aos R$ 205 milhões no 1T23, em virtude dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 33 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IGPM e do IPCA entre os períodos; e (ii) R$ 5 milhões de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

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

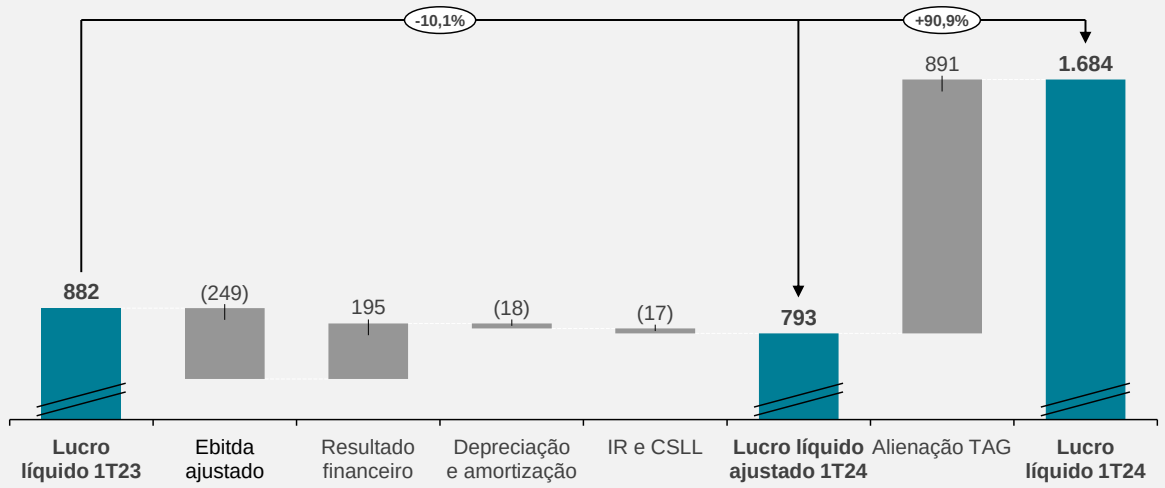
O valor apurado de **IR e CSLL no 1T24 foi R$ 711 milhões**, variação de R$ 476 milhões (202,6%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2023, o qual foi R$ 235 milhões. As variações foram motivadas, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Desconsiderando o efeito não recorrente, de R$ 459 milhões de IR e CSLL decorrentes da alienação de participação societária em controlada em conjunto, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 17 milhões, o que representa 7,2% de aumento, entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 1T24 foi de R$ 1.684 milhões, R$ 802 milhões ou 90,9% maior do que os R$ 882 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) resultado positivo de alienação de participação societária em controlada em conjunto de R$ 891 milhões; (ii) redução de R$ 249 milhões no Ebitda ajustado; (ii) efeito positivo de R$ 195 milhões do resultado financeiro líquido; (iii) aumento de R$ 17 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (iv) aumento de R$ 18 milhões da depreciação e amortização. Excluindo-se o efeito não recorrente, de alienação de participação societária em controlada em conjunto, o lucro líquido reduziu em R$ 89 milhões (10,1%) entre os trimestres em comparação.

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



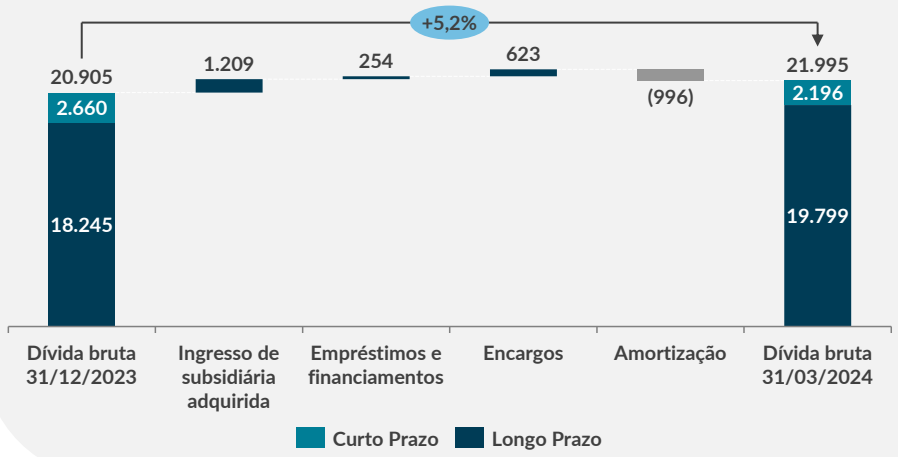
Endividamento

Em 31 de março de 2023, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 21.995 milhões — aumento de 5,2%** (R$ 1.090 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2023. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 1T24 era de **7,5 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T24: (i) R$ 1.209 milhões de ingresso de subsidiária adquirida; (ii) R$ 254 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e Banco da Amazônia (BASA) para a construção de projetos; (iii) geração de R$ 623 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 996 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

Dívida Bruta

R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 1T24 **foi 9,2%** — equivalente a IPCA + 5,05% — **0,9 p.p. abaixo do registrado no fim de 2023** (10,1% — equivalente a IPCA + 5,3%). A redução em relação ao ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no período.

Em 31 de março 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$ 16.357 milhões, aumento de 6,7%** em relação ao registrado ao fim de 2023.

Composição da Dívida

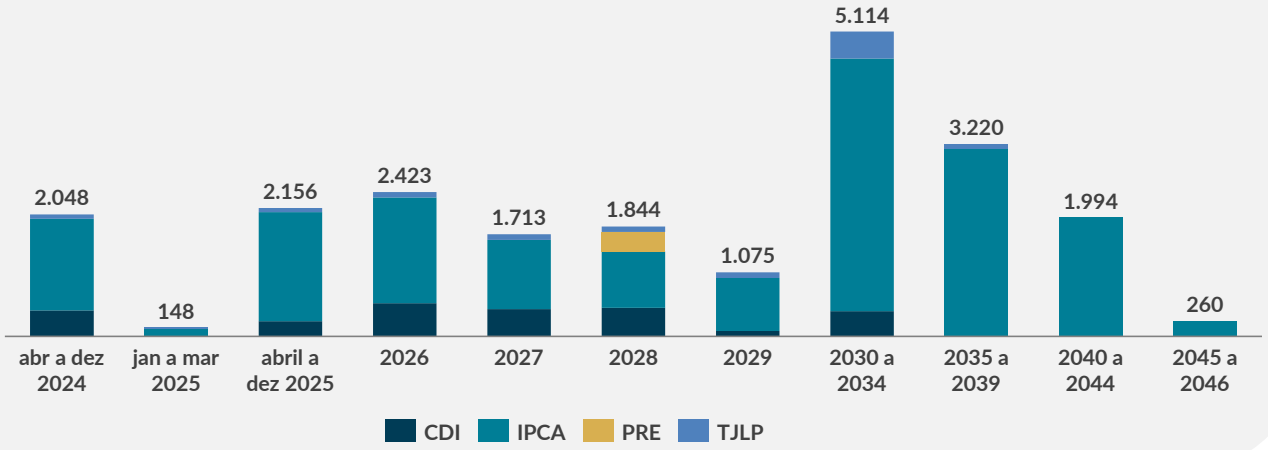


Dívida Líquida

R$ milhões	31/03/2024	31/12/2023	Var. %
Dívida bruta	21.816	20.677	5,5
Resultado de operações de *hedge*	179	228	(21,5)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(376)	(314)	19,6
Caixa e equivalentes de caixa	(5.262)	(5.256)	0,1
Dívida líquida total	**16.357**	**15.335**	**6,7**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,3X**	**2,1X**	

Cronograma de Vencimento da Dívida

R$ milhões

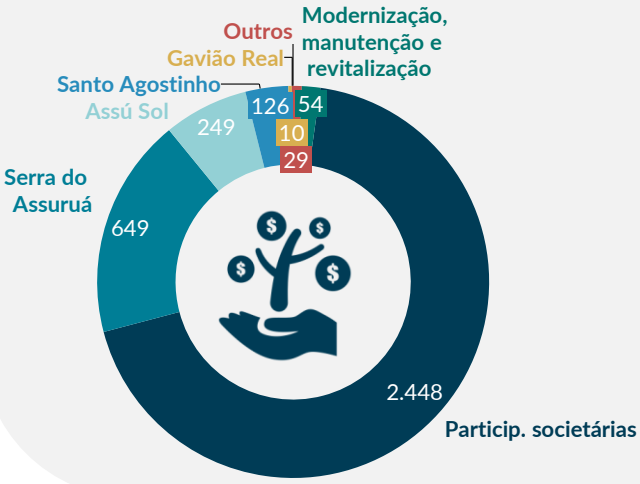


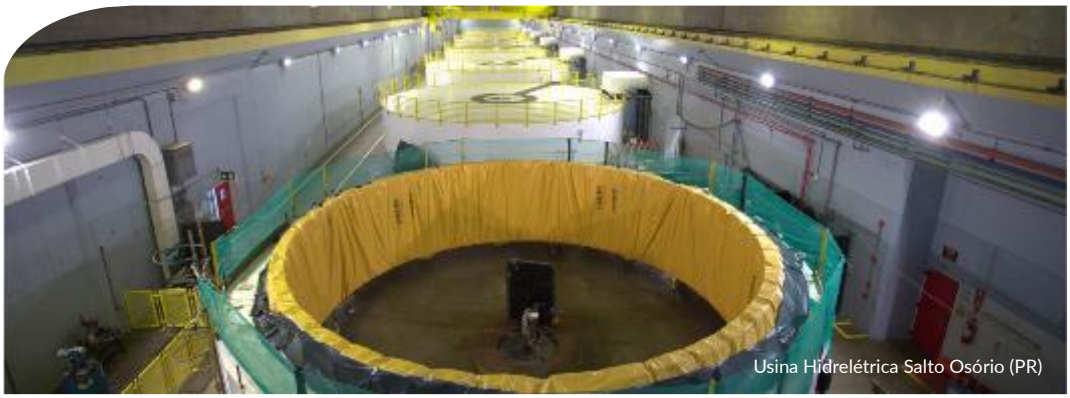
Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T24 foram de R$ 3.565 milhões, dos quais: (i) R$ 2.364 milhões aplicados na aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol; e R$ 84 milhões de complemento da aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R$ 1.063 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 649 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.ii) R$ 249 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iii) R$ 126 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.iv) R$ 17 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (ii.v) R$ 10 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; (ii.vi) R$ 6 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; e (ii.vii) R$ 6 milhões na recuperação do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (iii) R$ 20 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 34 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Miranda.

Investimentos

R$ milhões





Usina Hidrelétrica Salto Osório (PR)

Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Por meio de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio "Pessoas, Planeta e Performance".

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Governança, Qualidade, Meio Ambiente, Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de março de 2024, das 99 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 75,7% da capacidade total operada pela Companhia.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, abordando temas como Direitos Humanos e Ética. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standard Board* (SASB) e o *framework* do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Com vistas a ampliação do engajamento com o desenvolvimento sustentável, a Companhia é signatária do Pacto Global da ONU, do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) e do movimento Coalizão Brasil Clima, Florestas e Agricultura (Coalizão Brasil). Internacionalmente, fazemos parte do Action Declaration on Climate Policy Engagement, que visa apoiar a ação climática alinhada ao Acordo de Paris.

Jornada pelo Clima

O Grupo ENGIE estabeleceu, globalmente, compromisso de i) redução das emissões de CO_2 em 59% entre 2017 e 2030, o que é uma Science Based Target (Metas Baseadas na Ciência); e ii) atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

Alinhados a esses compromissos, a ENGIE Brasil Energia estabeleceu um programa específico para contribuição com esses objetivos. Intitulado "Jornada pelo Clima", é baseado em metas científicas que visa a descarbonização de todas as atividades da Companhia, o que também envolve a cadeia de valor. Baseado em 3 pilares - Gestão, Mitigação e Adaptação -, dele derivam as **metas e compromissos da Companhia no Brasil**, com destaque para:

- **Reduzir a intensidade de emissões (escopo 1, 2 e 3) em 30% até 2025 e 56% até 2030;**
- **Ampliação da capacidade em energia renovável;**
- **Ter 100% dos ativos cobertos por planos de adaptação climática até 2030;**
- **Engajar 100% dos principais fornecedores ofensores do escopo 3 a definirem metas alinhadas à ciência até 2030.**

Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê de Sustentabilidade é um órgão subordinado ao Conselho de Administração, coordenado pela Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, e composto por 14 membros de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades, e conta também com um representante do Conselho. Entre outros, o Comitê tem como objetivos:

- Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- Propor alterações e melhorias sobre a Política de Gestão Sustentável e demais políticas e diretrizes da ENGIE Brasil Energia diretamente relacionadas à sustentabilidade;
- Propor à Diretoria Executiva objetivos, metas e ações de sustentabilidade empresarial, em alinhamento com os compromissos da Companhia com o desenvolvimento sustentável, e monitorar o seu cumprimento pelas áreas executivas;
- Articular junto às unidades organizacionais para atingir as metas do Comitê de Sustentabilidade; e
- Assessorar o Conselho de Administração e subsidiar sua tomada de decisão nos assuntos relacionados à sustentabilidade.

Destaques do Trimestre

- A Companhia está promovendo, em parceria com a Vestas e o SENAI, **curso técnico em eletrotécnica** no município de Gentio do Ouro (BA) no entorno do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, em construção. Com a qualificação dos profissionais, amplia-se o impacto positivo na comunidade, viabilizando **melhores oportunidades de emprego e renda** aos residentes do entorno. Com vistas à equidade, que permeia todas as ações da Companhia, metade das 30 vagas disponibilizadas são reservas para mulheres, dando preferência também a pessoas negras.
- Uma série de iniciativas foram realizadas em março em alusão ao Dia Internacional da Mulher (celebrado dia 8 de março), com vistas à criação de um ambiente cada vez mais acolhedor e equânime, especialmente no aspecto de gênero. Dentre as iniciativas, destaque para o evento **"Derrubando mitos sobre equidade de gênero no trabalho: a Arte do diálogo",** transmitido *online* para todos os colaboradores, que debateu o Guia interno de mesmo nome, visando a desconstrução de 18 mitos que reforçam práticas discriminatórias.
- Com base no movimento **"Janeiro Branco"**, a Companhia desenvolveu durante todo o trimestre, a Campanha **"Verão Branco"**, cujo foco foi chamar a atenção às **necessidades relacionadas à saúde mental**. Foram realizadas rodas de conversas (presenciais e *online*), campanhas de conscientização e ampla divulgação dos programas já existentes, que apoiam a saúde mental e emocional dos colaboradores, disponibilizados pela Companhia.
- A ENGIE Brasil Energia patrocinou a **10ª edição da Maratona Cultural de Florianópolis**, município Sede da Companhia. O evento contou com mais de 370 ações gratuitas e abertas à toda a população, em espaços espalhados por 15 bairros da capital catarinense.


10 anos do Centro de Cultura de Quedas do Iguaçu (PR)

- Em fevereiro foram lançadas as inscrições para a segunda edição do programa **#geraInclusão**, que visa **capacitar pessoas com deficiência,** proporcionando maior acesso ao mercado profissional para grupos sub-representados. O programa selecionou, em 2024, 18 profissionais com idade acima de 18 anos, recém-formados ou estudantes do ensino técnico ou graduação em cursos diversos, para atuarem em áreas diversas da Companhia. Os contratos são por tempo determinado de 15 meses, e além desse período, os candidatos aprovados irão compor o banco de talentos da ENGIE, podendo participar de processos seletivos internos para posições com prazo indeterminado.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como prática divulgar, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade. A tabela a seguir apresenta os dados relativos ao 1T24 e 1T23.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 1T24	Desempenho 1T23	Variação
E	Intensidade de emissões [2]	$tonCO_2e/MWh$	0,00003	0,02743	-99,9%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida [2]	tCO2e/milhões R$	0,2	86,3	-99,8%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) [2]	Toneladas	511,3	251.274,4	-99,8%
	Intensidade de consumo de água [2]	m^3/MWh	0,001	0,051	-98,5%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	14.438	14.107	2,3%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,48	1,42	-0,93 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,00	0,00	-
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,52	1,95	-1,42 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	48,0%	65,1%	-17,1 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,3%	3,3%	-2,0 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,7%	0,9%	-0,1 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	1.453	1.077	35,0%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	1.074	948	13,3%
G	Investimento em Inovação	R$	16.253.131	17.987.395	-9,6%
	Total de colaboradores [2]	Colaboradores	1.120	1.217	-8,0%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001) [2]	%	86,3%	77,0%	9,3 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	29,8%	26,9%	2,9 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	27,9%	23,0%	4,9 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,5%	4,4%	0,1 p.p.

Notas:
1 - O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.
2 - Números diretamente impactados pela venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, em junho de 2023.

Governança Corporativa

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência, com papéis e responsabilidades definidos e processos avaliados e auditados anualmente, por estruturas internas e independentes. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Conta com um Comitê de Auditoria, composto por três membros, sendo dois deles membros Independentes do Conselho de Administração, cujo objetivo é assessorar o Conselho na avaliação das demonstrações financeiras, em temas éticos, controles internos, auditoria interna e externa e gestão de riscos. Em outra frente relacionada, foi aprimorada a gestão dos procedimentos de *compliance* corporativo e houve implementação de três políticas que visam dar maior transparência às atividades e procedimentos da alta gestão: Política de Indicação, de Remuneração e de Avaliação.

O sistema de controles internos é baseado nas melhores práticas de mercado e fundamenta-se na técnica de autoavaliação (*self-assessment*), onde todas as áreas da Companhia possuem profissionais capacitados para avaliar, anualmente, os processos e controles relevantes nas suas áreas de atuação. Atualmente, o **Programa de Controles Internos é composto por 12 processos e 41 subprocessos com sua eficiência regularmente testados por auditoria independente e certificada pela Administração**. Qualquer desvio identificado em algum dos controles estabelecidos é prontamente tratado por meio de planos de ação gerenciados pelas áreas da organização envolvidas e pela equipe de controles internos.

Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e quatro conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, consequentemente, o posto de Presidente do Conselho não é ocupado pelo Diretor-Presidente. Com exceção do membro escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral de Acionistas.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu website. A Companhia também dispõe de Comitê de Ética, subordinado ao Conselho de Administração, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2021, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção**: iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento. A Companhia também é certificada pela ISO 37001, que avalia os requisitos e fornece orientação para estabelecer, implementar, manter, revisar e melhorar o sistema de gestão antissuborno corporativo.

O Estatuto Social da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76. Suplementarmente, o Conselho de Administração aprovou, em 14/11/2005 uma Política indicativa de dividendos, em que determina intenção de pagar, em cada ano calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.



Sede Administrativa Florianópolis (SC)

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia.

Mercado de Capitais

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

Desempenho das Ações – EGIE3

O desempenho do mercado brasileiro, no primeiro trimestre de 2024, está relacionado a dois fatores: a ruídos de ordem política e declarações do governo, no cenário interno, e ao mercado externo. Com relação ao segundo fator, esperava-se um corte na taxa básica de juros, tanto no Brasil como nos Estados Unidos. No entanto, a redução ocorreu apenas no Brasil, criando um ambiente desfavorável para a renda variável interna e favorável para a renda fixa no mercado americano. A expectativa frustrada de corte de juros nos Estados Unidos resultou numa fuga de investidores e prejudicou o desempenho do Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira), que encerrou o trimestre na casa dos 128 mil pontos.

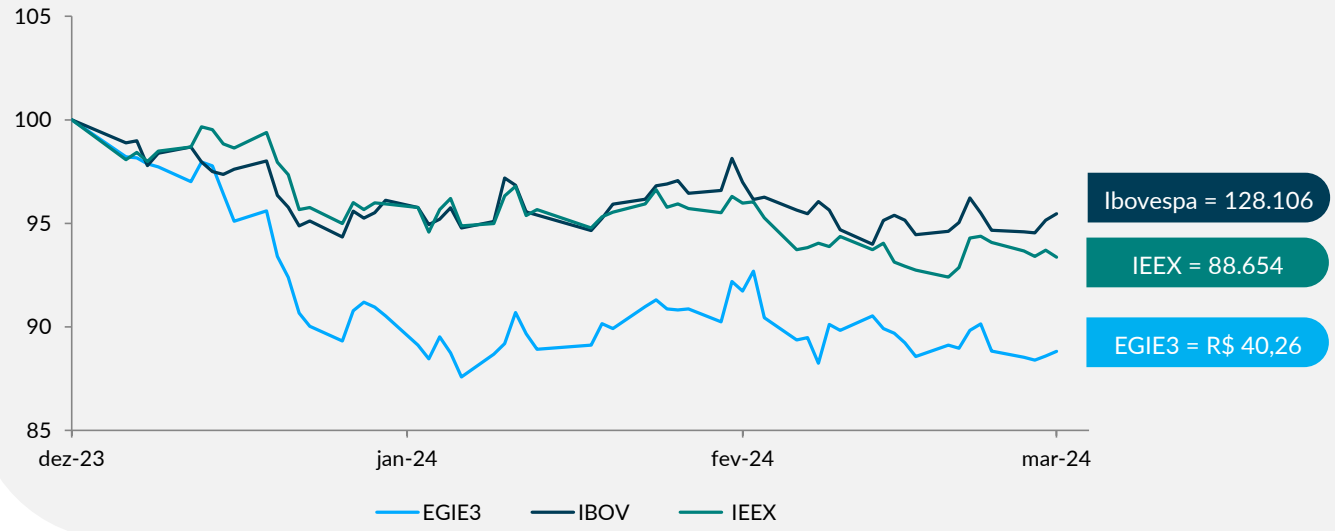
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 11,2% no 1T24. O Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e do Ibovespa apresentaram desempenho negativo de 6,6% e 4,5%, respectivamente, no mesmo período.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 63,9 milhões no 1T24, 16,1% abaixo do registrado no 1T23, quando atingiu R$ 76,1 milhões.

No último pregão de março de 2024, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 40,26/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 32,8 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2023)





Assú V (foto do colaborador Valter Colombo)

No 1T24, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 63,9 milhões. A cotação encerrou o trimestre em R$ 40,26/ação.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2024	31/12/2023
Ativo Circulante	**8.595.868**	**8.913.451**
Caixa e equivalentes de caixa	5.262.245	5.255.767
Contas a receber de clientes	1.098.802	1.132.836
Crédito de imposto de renda e contribuição social	248.799	249.839
Dividendos a receber	-	325.000
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	544	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	59.184	74.532
Depósitos vinculados	30.646	36.177
Ativo financeiro de concessão	382.913	377.543
Ativo de contrato	613.665	615.096
Outros ativos circulantes	894.493	842.084
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**36.862.083**	**33.311.022**
Realizável a Longo Prazo	**10.172.524**	**9.942.777**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	30	12.921
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	24.898	30.110
Depósitos vinculados	383.881	322.021
Depósitos judiciais	60.983	59.005
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	52.304	55.328
Ativo financeiro de concessão	2.995.591	2.955.998
Ativo de contrato	6.337.275	6.214.341
Outros ativos não circulantes	317.562	293.053
Investimentos	**1.592.432**	**2.713.065**
Imobilizado	**19.534.676**	**16.317.245**
Intangível	**5.306.177**	**4.091.783**
Direito de uso de arrendamentos	**256.274**	**246.152**
Total	**45.457.951**	**42.224.473**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2024	31/12/2023
Passivo Circulante	**5.689.275**	**6.113.665**
Fornecedores	993.513	798.963
Dividendos e juros sobre o capital próprio	462.266	411.578
Empréstimos e financiamentos	874.216	1.411.534
Debêntures	1.162.007	1.043.498
Ações preferênciais resgatáveis	111.899	94.831
Arrendamentos a pagar	27.438	29.902
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	769.478	762.588
Imposto de renda e contribuição social a pagar	100.525	171.180
Outras obrigações fiscais e regulatórias	140.262	148.736
Obrigações trabalhistas	159.023	136.387
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	51.281	64.008
Provisões	5.692	951
Obrigações com benefícios de aposentadoria	33.899	34.127
Outros passivos circulantes	797.776	1.005.382
Passivo Não Circulante	**27.984.580**	**26.294.598**
Empréstimos e financiamentos	12.240.999	11.008.698
Debêntures	6.950.725	6.642.526
Ações preferênciais resgatáveis	476.592	476.157
Arrendamentos a pagar	226.175	209.918
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.627.282	4.657.314
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	20.461	23.004
Provisões	566.890	507.607
Obrigações com benefícios de aposentadoria	363.016	366.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.190.824	2.087.298
Outros passivos não circulantes	321.616	316.000
Patrimônio Líquido	**11.784.096**	**9.816.210**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	3.953.008	3.950.408
Dividendos adicionais propostos	721.661	721.661
Ajustes de avaliação patrimonial	(320.168)	(535.403)
Lucros acumulados	1.698.237	-
Participação de acionista não controlador	1.005.253	953.439
Total	**45.457.951**	**42.224.473**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	1T24	1T23	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.609.417**	**2.913.748**	**-10,4**
Custos Operacionais	**(1.094.412)**	**(1.232.907)**	**-11,2**
Compras de energia	(374.401)	(531.242)	-29,5
Transações no mercado de energia de curto prazo	(22.754)	(13.019)	74,8
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(171.621)	(163.760)	4,8
Combustíveis para geração	-	(22.311)	-100,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(62.579)	(32.587)	92,0
Pessoal	(59.696)	(62.123)	-3,9
Materiais e serviços de terceiros	(95.809)	(88.827)	7,9
Depreciação e amortização	(235.250)	(216.779)	8,5
Seguros	(25.822)	(18.860)	36,9
Reversão de provisões operacionais líquidas	5.256	(10.655)	-149,3
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(26.061)	(77.061)	-66,2
Outros	(25.675)	4.317	-694,7
Lucro Bruto	**1.515.005**	**1.680.841**	**-9,9**
Receitas (Despesas) Operacionais	**1.243.061**	**(91.796)**	**-1.454,2**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(109.300)	(92.004)	18,8
Alienação de subsidiária	1.349.930	-	100,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	2.431	208	1.068,8
Resultado de Participações Societárias	**161.537**	**247.715**	**-34,8**
Equivalência patrimonial	161.537	247.715	-34,8
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**2.919.603**	**1.836.760**	**59,0**
Resultado Financeiro	**(524.999)**	**(720.264)**	**-27,1**
Receitas financeiras	212.151	115.449	83,8
Despesas financeiras	(560.555)	(630.947)	-11,2
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(176.595)	(204.766)	-13,8
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**2.394.604**	**1.116.496**	**114,5**
Imposto de renda	(514.191)	(163.252)	215,0
Contribuição social	(196.051)	(71.022)	176,0
Lucro Líquido do Exercício	**1.684.362**	**882.222**	**90,9**
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	1.684.094	881.809	91,0
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética e Maracanã	268	413	-35,1
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**2,0640**	**1,0807**	**91,0**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	3M24	3M23
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	2.394.604	1.116.496
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(161.537)	(247.715)
Depreciação e amortização	245.717	226.562
Juros e variação monetária	496.522	574.360
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	176.595	204.766
Alienação de subsidiária	(1.349.930)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(135.220)	(149.788)
Remuneração de ativo de contrato	(254.476)	(282.368)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	5.290	1.383
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(27.846)	(81.680)
Perdas por ineficiência na construção	2.030	(2.702)
Outros	22.091	17.306
Lucro Ajustado	**1.413.840**	**1.376.620**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	38.432	56.204
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(6.262)	65.148
Depósitos vinculados e judiciais	16.844	10.577
Ativo financeiro de concessão	90.257	87.492
Ativo de contrato	158.789	117.591
Outros ativos	49.321	(16.367)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	49.637	(34.680)
Obrigações fiscais e regulatórias	(6.661)	(8.555)
Obrigações trabalhistas	22.637	17.587
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(11.454)	(11.779)
Outros passivos	(37.529)	126
Caixa Gerado pelas Operações	**1.777.851**	**1.659.964**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(228.562)	(209.462)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(650.220)	(169.540)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**899.069**	**1.280.962**
Atividades de Investimento	**(351.600)**	**(406.338)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	325.000	48.750
Aquisição de subsidiárias	(2.361.046)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	272.020	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.083.192)	(371.301)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	2.780.265	
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(84.904)	-
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	-	50.934
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	-	(56.810)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(199.737)	(77.561)
Outros	(6)	(350)
Atividades de Financiamento	**(540.991)**	**(168.761)**
Ingresso de instrumentos de dívida	253.652	-
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(767.361)	(110.129)
Pagamento de imposto de renda de juros sobre o capital próprio	(21.351)	-
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(5.931)	(58.632)
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**6.478**	**705.863**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	5.255.767	2.235.887
Saldo final	5.262.245	2.941.750
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**6.478**	**705.863**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	-	48.750
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	7.321	4.696
ICMS sobre venda de energia elétrica	9.025	-
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	-	31.397
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(22.131)	(3.843)
Fornecedores de imobilizado e intangível	116.033	28.312
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangíve	(35.058)	-
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	(1.430.335)	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	1.215.952	-
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	6.587	
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	213

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

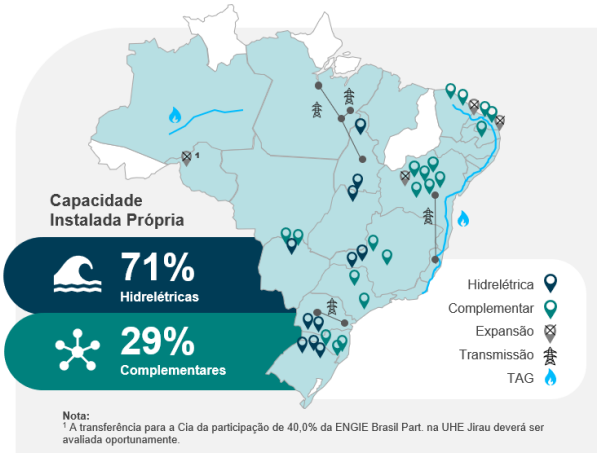
FACT SHEET 1T24

Visão Geral

A ENGIE Brasil Energia é uma plataforma de investimentos em infraestrutura em energia, atuante nas atividades de geração, comercialização, *trading* e transmissão, além de transporte de gás natural, por meio da Transportadora Associada de Gás S.A. — TAG, em conjunto com outros sócios. Como a maior produtora privada de energia 100% renovável do país, implanta e opera empreendimentos de fontes renováveis, como hidrelétricas, usinas eólicas, fotovoltaicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Trabalha com transparência, disciplina financeira, respeito ao meio ambiente, apoio às comunidades e foco na eficiência operacional como possibilitadores do crescimento em longo prazo.

Em 31.03.2024, seu valor de mercado era de R$ 32,8 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **9.004 MW**, composta por **99 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 88 complementares: três a biomassa, 58 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 25 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado atingiram operação integral durante o primeiro trimestre de 2023.

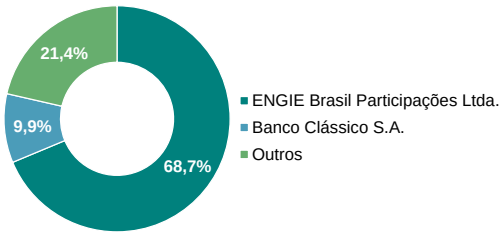
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de 9.004 MW (4.361 MWm), 2.709 Km de linhas de transmissão em operação e participação de 17,5% na TAG.

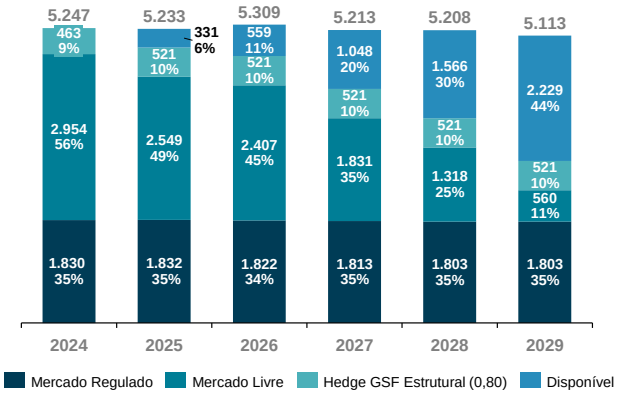
Composição Acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo franco-belga ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em 31 países. Com forte atuação em eletricidade, gás natural, serviços de energia e capacidade instalada de cerca de **100 GW** em energia elétrica, a ENGIE detém **68,7%** da Companhia, por meio da ENGIE Brasil Participações Ltda.



Balanço de Energia

Balanço de Energia (% do total; em MWm) | *em 31/03/2024*



EGIE B3 LISTED NM | IBOVESPA B3 | IEE B3 | ITAG B3

ANEXO 5

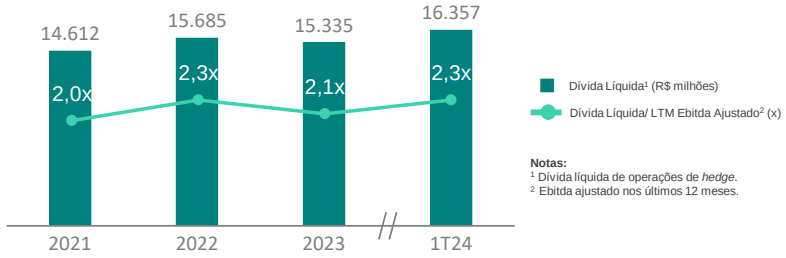
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 1T24

Consolidado (Valores em R$ milhões)	1T24	1T23	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.609	2.913	-10,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	2.920	1.837	59,0%
Ebitda ajustado [1]	1.815	2.064	-12,1%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.679	1.825	-8,0%
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	69,6	70,9	-1,3 p.p.
Lucro Líquido ajustado	793	882	-10,1%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	28,3	32,5	-4,3 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	18,0	20,2	-2,2 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	6.391	4.217	51,6%
Energia Vendida (MW médios) [6]	3.960	4.343	-8,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	222,34	229,42	-3,1%
Número de Empregados - Total	1.165	1.261	-7,6%

[1] Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + impairment + não recorrentes.
[2] Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.
[3] ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
[4] ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL)
[5] Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
[6] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[7] Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

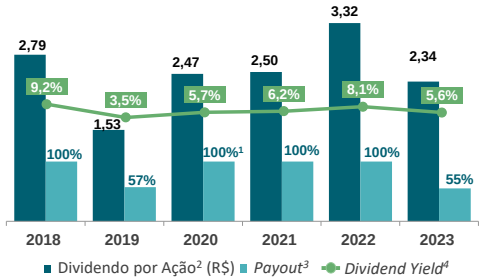
Endividamento (R$ milhões)



Notas:
[1] Dívida líquida de operações de *hedge*.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Política de Dividendos

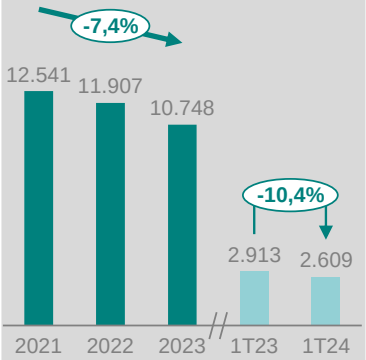
- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.



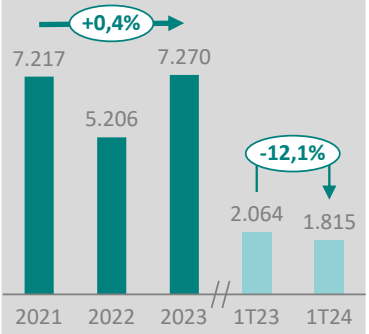
Notas:
1 Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
3 Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
4 Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

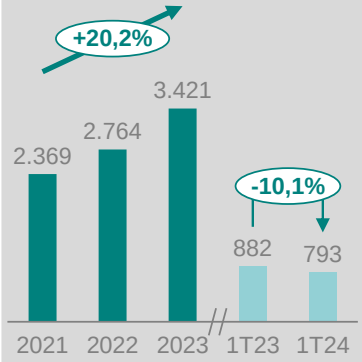
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



Relações com Investidores
Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 – CEP 88025-255 Florianópolis – SC
Fone: (48) 3221-7904
www.engie.com.br/investidores / ri.BREnergia@engie.com