EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 1T23



Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Malta
Diretor Financeiro

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

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

Dia 05/05/2023 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

Florianópolis (SC), 4 de maio de 2023. 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 2023 (1T23, 3M23). 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.



Sistema de Transmissão Gralha Azul

ENGIE Brasil Energia **consolida sua capacidade de execução** de projetos com a conclusão dos sistemas de transmissão **Gralha Azul e Novo Estado**, além do **início** da operação comercial do **Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN)**.

Ebitda e lucro líquido têm crescimentos de 9,1% e 36,7% no 1T23, respectivamente, em comparação com o 1T22.

Destaques

O **lucro líquido** no 1T23 foi de **R$ 882 milhões**, valor 36,7% (R$ 237 milhões) acima do alcançado no 1T22.

O **Ebitda**[1] no 1T23 foi de **R$ 2.064 milhões**, aumento de 9,1% (R$ 173 milhões) em comparação ao 1T22. A **margem Ebitda** foi de **70,9%** no 1T23, acréscimo de 9,1 p.p. em relação ao 1T22.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 2.913 milhões** no 1T23, 4,9% (R$ 149 milhões) abaixo do montante apurado no 1T22.

O **preço médio dos contratos** de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 229,4/MWh** no 1T23, valor 3,1% superior ao registrado no 1T22.

A quantidade de **energia vendida** no 1T23, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.380 GWh (**4.343 MW médios**), volume 1,0% superior ao comercializado no 1T22.

Em fevereiro ocorreu a **energização do último trecho do Sistema de Transmissão Gralha Azul, e a finalização da implantação e energização do Sistema de Transmissão Novo Estado**, ambos atingindo operação integral.

A Fitch Ratings reafirmou o Rating Nacional de Longo Prazo e o atribuído às sexta, sétima, nona e décima 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.

Em 23 de março, **entrou em operação comercial** a primeira unidade geradora do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	1T23	1T22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.913	3.062	-4,9%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.837	1.641	11,9%
Ebitda [1]	2.064	1.891	9,1%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [2]	1.894	1.674	13,1%
Ebitda / ROL - (%) [1]	70,9	61,8	9,1 p.p.
Lucro Líquido	882	645	36,7%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	32,5	29,6	2,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	20,7	21,2	-0,5 p.p.
Dívida Líquida [5]	15.216	16.045	-5,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [6]	4.312	3.293	31,0%
Energia Vendida (MW médios) [7]	4.343	4.300	1,0%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [8]	229,42	222,43	3,1%
Número de Empregados - Total	1.261	1.216	3,7%
Empregados EBE	1.221	1.129	8,1%
Empregados em Projetos em Construção	40	87	-54,0%

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

2 Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão.

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 Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de hedge.

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

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

8 Líquido de impostos sobre a vendae operações de trading.

Eventos Subsequentes

Companhia celebra **Protocolo de Intenções** com a Invest Paraná para desenvolvimento de projetos de **grande escala de produção de hidrogênio verde.**

Em 17 de abril, ocorreu o lançamento da **edição de 2022 do Relatório de Sustentabilidade** da ENGIE Brasil Energia. Para acessar o conteúdo completo **clique aqui.**

Em 19 e 21 de abril, entraram em **operação comercial** o segundo e terceiro aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho, respectivamente.

Aprovada pela Assembleia Geral Ordinária de 26 de abril a distribuição de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, no valor de **R$ 1.455,2 milhões (R$ 1,7834/ação)**, equivalente a 100% do lucro líquido ajustado de 2022. As ações deverão ser negociadas ex-dividendos a partir de 9 de maio de 2023 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.



Conjunto Eólico Trairi

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

A permanência do regime hidrológico favorável em 2023 permitiu que o país mantivesse um alto nível dos reservatórios, ampliando a combinação da geração hidrelétrica, que atua como a bateria do Sistema Integrado Nacional (SIN), com a intermitência das fontes eólica e solar, nas quais temos investido continuamente na expansão de capacidade. Embora a hidrologia positiva leve a preços de liquidação de energia mais baixos no curto prazo, mantivemos a estabilidade e previsibilidade dos resultados em virtude da boa gestão do portfólio, que garante alto nível de contratação; da diversificação para outros segmentos de atuação, que trouxe maior exposição a negócios regulados - como transmissão e transporte de gás; e dos contratos de energia assinados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

A receita operacional líquida da Companhia totalizou R$ 2,9 bilhões no primeiro trimestre de 2023, (-4,9% vs 1T22), resultado, principalmente, da redução de R$ 128 milhões na receita de construção de linhas de transmissão e queda de R$ 29 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo. Tais efeitos foram atenuados pelo maior volume e preço médio líquido de venda de energia, que adicionaram R$ 86 milhões entre os períodos comparados.

O Ebitda registrou crescimento de 9,1% em relação ao 1T22, atingindo R$ 2,1 bilhões no 1T23, consequência dos efeitos mencionados anteriormente, além de maior contribuição do resultado de participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (+ R$ 75 milhões) e do segmento de transmissão de energia (+ R$ 53 milhões). Já o lucro líquido da ENGIE Brasil Energia apresentou, além dos fatores anteriormente listados, um efeito positivo de R$ 104 milhões do resultado financeiro líquido, de forma a registrar um crescimento de 36,7% em relação ao mesmo período do ano passado, totalizando R$ 882 milhões no 1T23.

Nossa solidez financeira, baseada em um perfil conservador e disciplinado, tem nos mantido, desde 2012, em posição “AAA” no Rating Nacional de Longo Prazo. Em 2022, tivemos mais uma reafirmação, pela agência de classificação de risco Fitch Ratings, dos IDRs (Issuer Default Ratings - Ratings de Inadimplência do Emissor) de Longo Prazo em Moeda Estrangeira da ENGIE Brasil Energia em 'BB' (um nível acima do *rating* soberano), e do Rating Nacional de Longo Prazo ‘AAA(bra)’ da Companhia e de suas emissões de debêntures seniores sem garantias. A perspectiva dos *ratings* corporativos é estável. Esta sólida qualidade de crédito assegura um crescimento saudável e sustentável pela perspectiva financeira.

A atuação da ENGIE Brasil Energia é estratégica para o alcance das metas globais e compromissos assumidos para a redução de emissões do Grupo ENGIE. Assim, entre 2016 e 2022, mais de R$ 20 bilhões foram destinados à expansão de capacidade instalada em energia renovável, transporte de gás e infraestrutura de transmissão. Ou seja, um direcionamento de esforço voltado a ativos que promovem a transição energética, o que demandou quadruplicar o montante de investimento anual nesse período se comparado aos anos anteriores.

No segmento de transmissão de energia, concluímos, em fevereiro, a implantação da Novo Estado Transmissora de Energia, que possui 3.634 torres instaladas ao longo de 1.800 quilômetros, entre os Estados de Tocantins e Pará; e das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul, com 900 quilômetros de linhas de transmissão localizadas no Paraná. Ambos os projetos foram finalizados antes do prazo estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e estão atingindo índices elevados de disponibilidade (99,99% no 1T23).

A conclusão e operação desses sistemas de transmissão consolida a posição da ENGIE Brasil Energia de diversificação dos seus ativos, reafirmando seu posicionamento como uma plataforma de investimentos em infraestrutura e energia no Brasil. Além disso, demonstram o comprometimento com o nosso propósito de agir para acelerar a transição energética de forma justa e acessível, possibilitando que a energia limpa seja escoada com segurança e eficiência para os principais centros consumidores do país. Agora operamos linhas que, além de transmitir energia, carregam consigo mais um estímulo ao desenvolvimento de regiões importantes do Brasil.



Conjunto Fotovoltaico Assú V

Os três empreendimentos em implantação somarão mais **2 GW de capacidade instalada** nos próximos anos, superando 10 GW de **energia limpa** em nosso parque gerador em operação no Brasil.

Além destes projetos, também está em implantação a Gavião Real Transmissora de Energia. Arrematado pela Companhia no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, o projeto é composto pela ampliação da Subestação Itacaiúnas, para atendimento da rede de distribuição de energia do estado do Pará. O empreendimento ficará integrado à Novo Estado Transmissora de Energia.

Com um parque gerador que dispõe de 95,9% de capacidade instalada em fontes renováveis, a Companhia continua evoluindo para a conclusão da venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, estimada para os próximos meses, o que fará com que a ENGIE Brasil Energia se torne a maior geradora de energia 100% renovável do país. Mas não é só isso. Seguimos centrados na ampliação da disponibilidade de energia limpa na matriz elétrica nacional. Por isso, celebramos, em 23 de março o início da operação comercial da primeira unidade geradora do Conjunto Eólico Santo Agostinho, em implantação nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Rio Grande do Norte. A energia gerada está sendo entregue na subestação de Santo Agostinho e transportada por meio da linha de transmissão até a Subestação Monte Verde, onde é injetada no SIN e transmitida pelo país. A sincronização com o sistema elétrico, autorizada pela Aneel, é um marco do empreendimento.

Já com relação ao Conjunto Eólico Serra do Assuruá, composto por 24 parques eólicos a serem implantados em fase única no município de Gentio do Ouro, na Bahia, outros avanços relevantes representativos do início das atividades de implantação foram registrados no trimestre. Com a emissão da licença ambiental de instalação da primeira metade do empreendimento em março, iniciamos as obras de terraplenagem da subestação e do canteiro principal, a execução da supressão vegetal e terraplenagem das vias de acesso.

Recentemente obtivemos as licenças de instalação para o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, subestação coletora e *bay* de conexão, possibilitando o início das atividades de campo. Localizado no município de Assú (RN), o projeto terá capacidade instalada de aproximadamente 752 MW, capacidade comercial estimada em 234 MW médios, e energia totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre.

Somando-se os três empreendimentos em implantação, temos mais 2 GW de capacidade instalada nos próximos anos, superando 10 GW de energia limpa em nosso parque gerador em operação no Brasil.

Além da geração e transmissão de energia, a Companhia integra o segmento de transporte de gás, por meio da participação societária na TAG e, mais recentemente, vem prospectando investimentos em hidrogênio verde, que tem se mostrado uma alternativa promissora para a transição energética, apesar dos desafios tecnológicos e econômicos envolvidos. Visando sermos protagonistas nas soluções para a descarbonização de diferentes setores industriais e suas cadeias de suprimentos, celebramos, no dia 6 de abril, um Protocolo de Intenções com a Invest Paraná que visa o desenvolvimento de projetos de grande escala de produção de hidrogênio verde no estado.

Confiante na capacidade de crescimento do país, a Companhia segue atenta às mudanças no ambiente regulatório. Estamos vivendo, por exemplo, a nova possibilidade de exportação comercial de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas para países vizinhos, abrindo oportunidades relevantes para o setor e fortalecendo a integração energética na América do Sul. Já no que diz respeito à expansão do Ambiente de Contratação Livre (ACL), a ENGIE Brasil Energia tem intensificado sua estratégia de digitalização do atendimento e do gerenciamento dos contratos de energia, como o Energy Place, além de produtos formatados para oferecer uma série de soluções que visam atender, com agilidade e confiabilidade, aos diferentes perfis de clientes aptos a ingressar no Mercado Livre de Energia.

Comprometidos com a transparência, divulgamos em abril o nosso Relatório de Sustentabilidade 2022, no qual reportamos indicadores de desempenho econômico, operacional e socioambiental, que refletem a evolução da Companhia nos temas relevantes aos negócios e às diretrizes de ESG, os quais tratam do cuidado com o planeta, pessoas e governança. Convidamos a todos para ler este importante documento, que está disponível em **nosso site**.

Conciliando desempenho econômico e impacto positivo sobre as pessoas e o planeta, continuamos pautando a nossa atuação de forma alinhada à Agenda 2030 do Desenvolvimento Sustentável, com diretrizes corporativas que endossam o caráter transversal da sustentabilidade. Preservamos o relacionamento e o engajamento com as partes interessadas como eixos fundamentais da nossa licença social para operar, indo além da conformidade com a legislação, e mantemos compromissos assumidos publicamente, regrados em nossos Objetivos Não-Financeiros, que incluem aspectos vinculados, especialmente, à geração de energia renovável, à promoção da equidade de gênero e ao combate às mudanças de clima.

Juntos, agimos para prosperar, sem deixar ninguém para trás!

Boa leitura!



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 1T23, a ENGIE Brasil Energia contava com **8.459,5 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 10.180,2 MW, composto de 77 usinas, sendo 11 hidrelétricas, uma termelétrica e 65 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 73 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.

Em 15 de setembro de 2022, a Companhia assinou contrato de Compra e Venda de Ações da Usina Termelétrica Pampa Sul, em linha com o processo de descarbonização do Grupo ENGIE, contudo, o ativo permanece no parque gerador da Companhia até o fechamento da operação e autorização da Aneel para sua transferência.

Parque Gerador em 31 de março de 2023

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento da Concessão/ Autorização *	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	403,9	out/35	138,0
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	jan/43	244,1
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,4	1.090,4	abr/31	477,5
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	jan/36	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			**8.114,7**	**6.404,1**		**3.226,5**
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total - Termelétrica			**345,0**	**345,0**		**323,5**
Conjunto Santo Agostinho - Fase I[7]	Eólica	Lages e Pedro Avelino (RN)	6,2	6,2	mai/56	3,1
Conjunto Campo Largo II[3]	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I[1]	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I[2]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	159,6
Conjunto Trairi[4]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	88,3
Paracatu[5]	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Floresta[6]	Solar	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	25,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	7,1
Assú V	Solar	Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	12,7
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[8]	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[8]	0,3
Tubarão 2	Eólica	Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[8]	0,0
Total - Complementares			**1.720,5**	**1.710,4**		**797,0**
Total			**10.180,2**	**8.459,5**		**4.347,0**

** Considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis 14.052/2020 e 14.182/2021.*
1 Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
2 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
3 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
4 Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
5 Conjunto composto por 4 centrais fotovoltaicas.
6 Conjunto composto por 3 centrais fotovoltaicas.
7 Conjunto composto por 14 centrais eólicas, das quais 1 em operação comercial.
8 Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transmissão de Energia

Ativos de transmissão em operação em 31 de março de 2023

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão	Subestações próprias	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909 km	5	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800 km	1	100%	mar/48
Total		**2.709 km**			

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

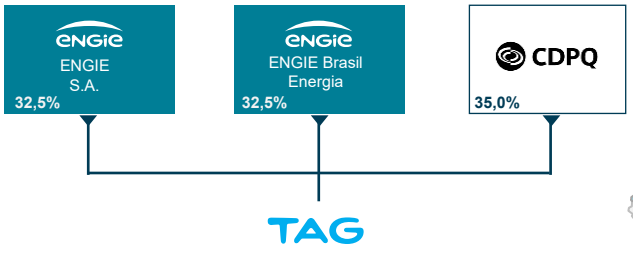
Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão, atendendo entre outros, a 10 distribuidoras de gás, três refinarias, oito termelétricas e duas unidades de fertilizantes. A operação dos ativos é realizada por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada no escritório da empresa, na cidade do Rio de Janeiro.

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

Adicionalmente, a empresa vem trabalhando no desenvolvimento de soluções que promovam a ampliação do acesso de novos agentes ao sistema de transporte de gás natural, dentro do contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil. Com a assinatura do Acordo de Redução de Flexibilidade de uso da malha da TAG pela Petrobras, a empresa passou a ofertar capacidade na malha para novos agentes interessados, a partir de dezembro de 2021. No 1Q23, **a TAG assinou 41 contratos extraordinários**, com 16 carregadores (de 11 grupos econômicos distintos), que totalizavam um volume de 13,4 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2023. Além disso, a empresa continua a lançar novas ofertas de capacidade para contratos com prazos variando de um mês a um ano de vencimento e deverá, ao longo do ano, ofertar contratos de longo prazo.

Estrutura Societária



Localização dos Gasodutos da TAG



A TAG possui diversos projetos no pipeline para serem executados nos próximos cinco anos, que ultrapassam R$ 3 bilhões em investimentos. Aproximadamente metade 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 em outubro de 2023. O investimento previsto é de R$ 300 milhões.
- **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 abril 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.
- **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 julho de 2023. Esse projeto tem previsão de investimento de R$ 23 milhões.

Projetos em desenvolvimento:

- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, com capacidade instalada de 20 milhões de m^3/dia, um volume incremental de 3 milhões de m^3/dia, com investimento aproximado de R$ 680 milhões e previsão de início de operação em junho de 2026.

- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açu 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.

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	40,0%	46% Cesta IGP*; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória [3]	100	dez-23	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**74,3**	**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] Início do faturamento em 01/01/2022.
** 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.*

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.

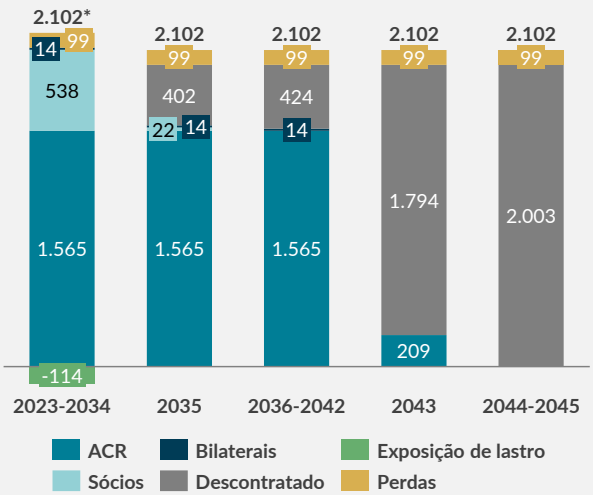


No 1T23, a Jirau Energia gerou 2.018,8 MW médios, 34,6% abaixo dos 3.088,6 MW médios gerados no 1T22, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100,0% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

A redução na geração é explicada pela restrição de transmissão imposta às usinas do Complexo Madeira, não permitindo que operem em sua plena capacidade, e pela situação hidro energética favorável no Brasil no início de 2023, onde o Operador Nacional do Sistema (ONS) necessitou aplicar patamares reduzidos de despacho para os geradores do Sistema Interligado Nacional (SIN), visto que a oferta de geração durante todo o período foi maior que a demanda no país.

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.

Projeto 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 138 kV para atendimento da rede de distribuição de energia do estado do Pará. O empreendimento, localizado no estado do Pará, **ficará 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 em ao menos 24 meses, além de uma redução de capex da ordem de 30% sobre o investimento previsto pela Aneel.



Localização do seccionamento e subestação

No 1T23, houve avanço nos Projetos Executivos, emissão da licença de instalação, autorização de supressão de vegetação e mobilização da equipe de construção.

No primeiro trimestre de 2023, foi registrado avanço nos Projetos Executivos e ocorreram as assinaturas dos contratos de Compartilhamento das Instalações de Transmissão (CCI) e Conexão às Instalações de Transmissão (CCT). Adicionalmente, em fevereiro de 2023, foram emitidas a licença de instalação, a autorização de supressão de vegetação e iniciado o processo de mobilização da Abengoa. As atividades de topografia e sondagem iniciaram no mês de março de 2023.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)[1]
7	Pará (PA)	6,5	110,0
Total		**6,5**	**110,0**

1 Valor na data-base de junho de 2022.

Projetos Eólicos em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			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	406,0
Total			**1.280,0**	**1.280,0**	**630,2**

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 demandará **investimentos da ordem de R$ 2,3 bilhões** (base dez/2020) e gerará mais de mil empregos diretos na região, tendo sido viabilizada por meio da venda da energia a clientes do mercado livre.

Ao fim do 1T23, **o progresso geral da obra atingia 52,1% e o avanço das obras do BoP (*Balance of Plant*, ou seja, todo o escopo do empreendimento excluindo apenas os aerogeradores) atingiu 100,0%.** Os aerogeradores, de fornecimento da Siemens Gamesa, continuam sendo fabricados e transportados para o local das obras, já tendo sido



Montagem dos aerogeradores

No 1T23, o progresso geral da obra atingiu 52,1% e avanço das obras do BoP atingiu 100%. A primeira unidade geradora entrou em operação comercial em março de 2023.

recebidos em campo 47,0% dos componentes principais. Com a obtenção das primeiras licenças ambientais e o atendimento aos procedimentos regulatórios, **a entrada em operação comercial gradual das unidades geradoras se iniciou em 23 de março de 2023, com o parque 14, devendo ser totalmente concluída até o quarto trimestre de 2023**. Até 04 de maio, oito aerogeradores estavam autorizados para operações em teste e três em operação comercial.

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. O **investimento estimado é da ordem de R$ 6 bilhões** (base mai/2022) e geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região.

O empreendimento já está com parecer de acesso emitido e contrato de conexão ao *grid* assinado, autorização regulatória emitida pela Aneel, contratos de direito de uso de superfície assinados e dados de vento. A emissão da licença ambiental de instalação da primeira metade do empreendimento foi obtida em março de 2023, o que possibilitou o início das obras de terraplenagem da subestação e do canteiro principal, assim como a execução da supressão vegetal e terraplenagem das vias de acesso.

Todos os contratos necessários à implantação do projeto foram assinados, incluindo os de fornecimento e montagem dos aerogeradores, obras civis, subestação e redes internas e da linha de transmissão. Em dezembro de 2022, foi assinado um contrato de financiamento, junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor de R$ 1,5 bilhão.



Terraplenagem da subestação

Licença ambiental de instalação da primeira metade do empreendimento foi obtida em março de 2023, o que possibilitou o início das obras.

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

Projeto Fotovoltaico em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia	
Conjunto Fotovoltaico Assú	Solar	Assú (RN)	752,0	752,0	234,0
Total			**752,0**	**752,0**	**234,0**

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol - Rio Grande do Norte.

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MW** e capacidade comercial estimada em 234 MW médios. Com energia totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre, o projeto foi adquirido em dezembro de 2021, em estágio avançado de desenvolvimento, com Licença Prévia e contratos fundiários firmados. **Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões**, a entrada em operação integral do projeto deve acontecer até o segundo semestre de 2025. O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) foi firmado em novembro de 2022.

A Companhia firmou os principais contratos de fornecimento de módulos, inversores e de construção das obras de conexão. Os demais contratos estão em fase final de negociação. A previsão de início das obras é para o terceiro trimestre de 2023.

Como evento subsequente, em 19 de abril de 2023, foram obtidas as licenças de instalação para o conjunto fotovoltaico, subestação coletora e *bay* de conexão, possibilitando o início das atividades de campo do projeto.

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 1T23, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **94,4%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 96,0% nas usinas hidrelétricas, 95,6% na Usina Termelétrica Pampa Sul e 86,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

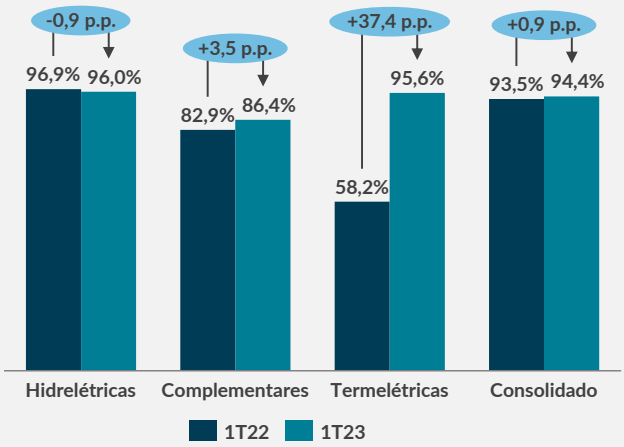
A disponibilidade das **usinas hidrelétricas** apresentou queda de 0,9 p.p. no 1T23, quando comparada ao 1T22, em razão, principalmente, da modernização da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Miranda.

Em relação à **Usina Termelétrica Pampa Sul**, atualmente a única termelétrica do portfólio da Companhia, houve aumento de 37,4 p.p. na sua disponibilidade, uma vez que em março de 2022, a usina parou a operação para realização de manutenção corretiva na caldeira.

Já em relação às **usinas complementares**, houve aumento de 3,5 p.p. na disponibilidade no 1T23, comparando ao mesmo trimestre do ano anterior.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

A Engie Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional das suas linhas de transmissão Gralha Azul e Novo Estado no primeiro trimestre de 2023, com um **índice de disponibilidade total de 99,99%.** Os ativos de transmissão entraram em operação comercial de maneira gradativa ao longo de 2021 e 2022, e tiveram sua implantação concluída em fevereiro de 2023, quando o restante das linhas de transmissão e subestações entraram em operação.



Ferrari Termoelétrica (Biomassa)

Produção de Energia

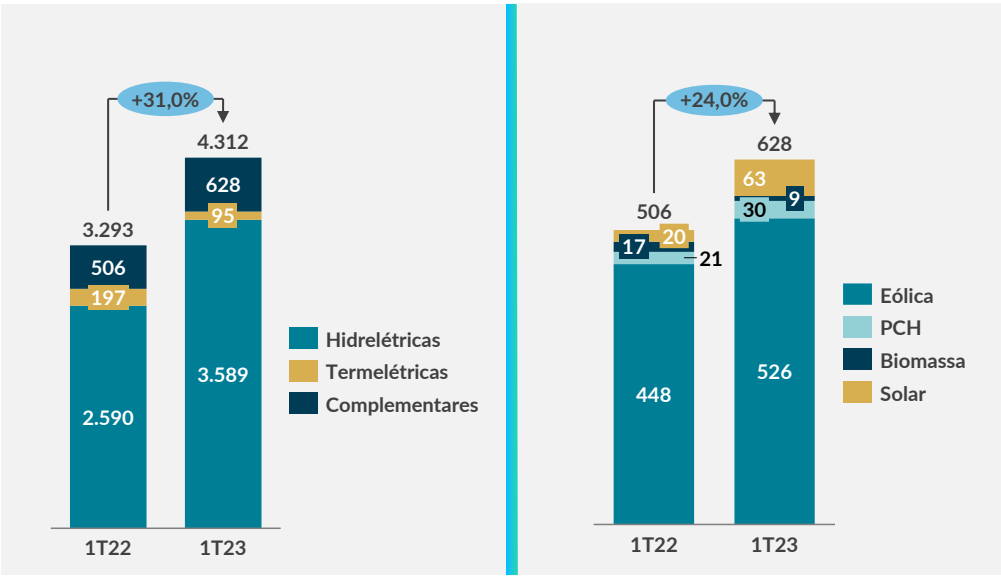
A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, no 1T23, foi de 9.315 GWh (4.312 MW médios), resultado **31,0% superior** à produção do 1T22.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.752 GWh (3.589 MW médios), as complementares por 1.356 GWh (628 MW médios) e a Usina Termelétrica Pampa Sul por 206 MWh (96 MW médios). Esses resultados representam aumentos de 38,6% e 24,0% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, e redução de 51,5% na geração da Usina Termelétrica Pampa Sul, em comparação ao 1T22.

A elevação na geração total das **usinas hidrelétricas** no 1T23, em comparação ao mesmo período do ano anterior, se deve às condições hidrológicas mais favoráveis em todo o Sistema Integrado Nacional (SIN), principalmente nas bacias hidrográficas do Rio Iguaçu, onde se localizam as Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório, e Rio Grande, onde se encontra a Usina Hidrelétrica Jaguara.

O mesmo fator explica a redução da geração da **Usina Termelétrica Pampa Sul**, no 1T23, comparada ao primeiro trimestre de 2022, pois em virtude das condições hidrológicas favoráveis no SIN, o Custo Marginal da Operação (CMO) permaneceu no valor mínimo e não houve necessidade sistêmica de despacho dessa Usina por ordem de mérito de custo.

A maior geração das **usinas complementares** no 1T23, ocorreu devido ao aumento da geração eólica, motivada pela maior incidência de ventos, quando comparado ao primeiro trimestre de 2022, principalmente nas Usinas Eólicas da Bahia, que juntas produziram 17% a mais do que no mesmo período do ano anterior. Outro fator que contribuiu para o aumento da geração das usinas complementares foi a geração das usinas que compõem os conjuntos fotovoltaicos Paracatu e Floresta, durante todo 1T23, já que foram adquiridas em 15 de março de 2022. Adicionalmente, no dia 23 de março de 2023, ocorreu a entrada em operação comercial do primeiro aerogerador do Conjunto Eólico Santo Agostinho.



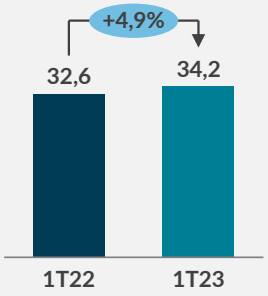
Cumpre destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Transporte de Gás

No 1T23, a TAG transportou um volume médio de gás de 34,2 milhões de m³/dia (32,6 milhões de m³/dia no 1T22). O volume dos contratos extraordinários foi de 13,4 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 16% do volume total contratado pela TAG, e 23% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). No 1T23, foram assinados 41 contratos de transporte com 16 carregadores (de 11 grupos econômicos distintos).

Volume médio de gás movimentado

MM m³/dia



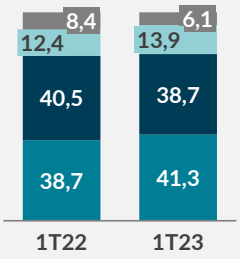


Transportadora Associada de Gás - TAG

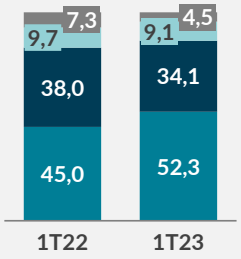
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 1T23, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 38,7% do total das vendas físicas e 34,1% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, reduções de 1,8 p.p. e 3,9 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. A redução da participação no total da receita deve-se, principalmente, pela redução dos preços médios dos contratos, influenciados pela queda do PLD desde novembro de 2021.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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





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 2023**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.087	4.195	4.676	4.718	4.718	4.718				
+ Compras para Revenda	1.239	847	355	350	334	329				
= Recursos Totais (A)	**5.326**	**5.042**	**5.031**	**5.068**	**5.052**	**5.047**				
Vendas Leilões do Governo[1]	1.902	1.751	1.738	1.728	1.719	1.650				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	290,2	260,7
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	318,0	285,7
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	332,6	298,8
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	299,3	268,9
Proinfa	19	19	19	19	10	-	147,8	jun-04	463,2	446,3
1º Leilão de Reserva	14	14	2	-	-	-	158,1	ago-08	363,6	350,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	9	8	-	-	-	-	-	337,5	325,2
2014-EN-2019-25 [5]	146	-	-	-	-	-	183,5	mar-14	294,9	264,9
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	331,3	319,2
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	223,9	203,2
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	280,7	254,7
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	9	296,7	nov-15	427,3	387,7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	224,3	203,6
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	226	226	226	226	226	226	-	jul-17	181,7	173,3
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	209,5	199,8
+ Vendas Bilaterais	3.018	2.584	2.231	1.950	1.217	714				
= Vendas Totais (B)	**4.920**	**4.335**	**3.969**	**3.678**	**2.936**	**2.364**				
- Hedge GSF Estrutural (0,80)	**406**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
Saldo (A - B)	**-**	**186**	**541**	**869**	**1.595**	**2.162**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2,3]:	220,4	222,5	215,8							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	176,3	163,6	153,4							

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.
5 Considera o fechamento da alienação da Usina Termelétrica Pampa Sul em julho de 2023.

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.
- Contempla a revisão das Garantias Físicas, conforme Portaria 709 do Ministério de Minas e Energia, de 30/11/2022.

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 1T23 X 1T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares[2]	Transporte de Gás	Consolidado
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**
1T22						
Receita operacional líquida	2.388	502	165	7	-	3.062
Custos operacionais	(1.102)	(267)	(163)	(3)	-	(1.535)
Lucro bruto	**1.286**	**235**	**2**	**4**	**-**	**1.527**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(66)	(1)	(1)	(3)	-	(71)
Impairment, líquido	(11)	-	-	118	-	107
Alienação de subsidiária	-	-	-	(94)	-	(94)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	173	173
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.209**	**234**	**1**	**25**	**173**	**1.642**
Variação						
Receita operacional líquida	50	(128)	(64)	(7)	-	(149)
Custos operacionais	52	182	66	3	-	303
Lucro (prejuízo) bruto	**102**	**54**	**2**	**(4)**	**-**	**154**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(23)	(2)	-	3	-	(22)
Outras receitas operacionais, líquidas	-	1	-	-	-	1
Impairment, líquido	11	-	-	(118)	-	(107)
Alienação de subsidiária	-	-	-	94	-	94
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	75	75
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**90**	**53**	**2**	**(25)**	**75**	**195**

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

[2] *Em 21 de fevereiro de 2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada.*

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

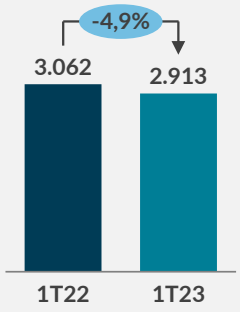
Receita por segmento – 1T23 X 1T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
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
Operações de *trading* de energia	-	-	101	-	101
Transações no mercado de curto prazo	94	-	-	-	94
Receita de construção	-	82	-	-	82
Receita de serviços prestados	35	10	-	-	45
Outras receitas	7	-	-	-	7
Receita operacional líquida	**2.438**	**374**	**101**	**-**	**2.913**
1T22					
Distribuidoras de energia elétrica	1.001	-	-	-	1.001
Consumidores livres	848	-	-	-	848
Remuneração dos ativos de concessão	154	249	-	-	403
Comercializadoras de energia elétrica	217	-	-	-	217
Operações de *trading* de energia	-	-	163	-	163
Transações no mercado de curto prazo	123	-	-	-	123
Receita de construção	-	252	-	-	252
Receita de serviços prestados	34	1	-	-	35
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	2	-	2
Outras receitas	11	-	-	7	18
Receita operacional líquida	**2.388**	**502**	**165**	**7**	**3.062**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	177	-	-	-	177
Consumidores livres	(79)	-	-	-	(79)
Remuneração dos ativos de concessão	(4)	33	-	-	29
Comercializadoras de energia elétrica	(12)	-	-	-	(12)
Operações de *trading* de energia	-	-	(62)	-	(62)
Transações no mercado de curto prazo	(29)	-	-	-	(29)
Receita de construção	-	(170)	-	-	(170)
Receita de serviços prestados	1	9	-	-	10
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(2)	-	(2)
Outras receitas	(4)	-	-	(7)	(11)
Receita operacional líquida	**50**	**(128)**	**(64)**	**(7)**	**(149)**

No 1T23, a receita operacional líquida reduziu 4,9% (R$ 149 milhões) quando comparada ao 1T22, passando de R$ 3.062 milhões para **R$ 2.913 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Geração e venda de energia do portfólio: acréscimo de R$ 50 milhões (2,1%), motivado, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 86 milhões de elevação na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado dos aumentos de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) decréscimo de R$ 29 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mais detalhes estão descritos no item "Detalhamento das Operações de Curto Prazo"; e (iii) decréscimo de R$ 4 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pela menor inflação entre os períodos analisados.

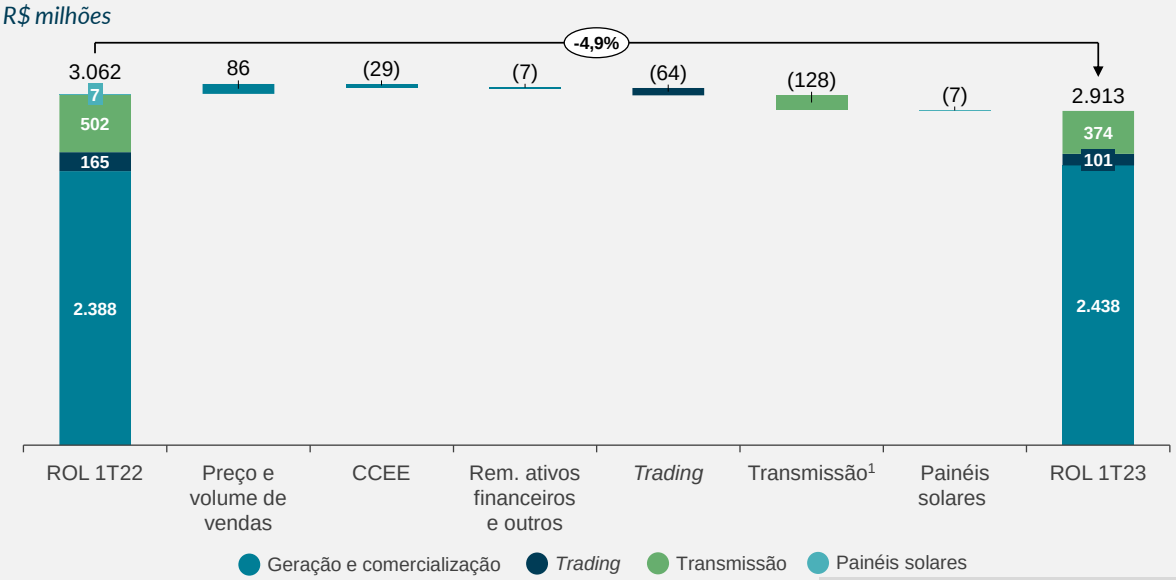
Receita Operacional Líquida
R$ milhões



Transmissão: redução de R$ 128 milhões (25,5%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Trading: redução de R$ 64 milhões (38,8%) oriunda, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Evolução da Receita Operacional Líquida por Segmento
R$ milhões



[1] Redução de capex na comparação entre os trimestres.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

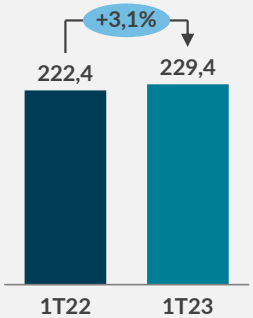
Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, atingiu **R$ 229,42/MWh no 1T23, 3,1% superior** ao obtido no 1T22, cujo valor foi de R$ 222,43/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu, ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia. Estes efeitos foram parcialmente atenuados pelos baixos preços do mercado de curto prazo em operações realizadas, principalmente, com comercializadoras e consumidores livres, dada a expressiva queda do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e aumento no volume de vendas precificadas pelo PLD.

Preço Médio Líquido de Vendas*
R$/MWh

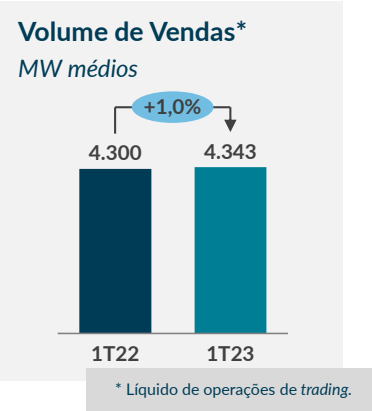


* Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

- **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.289 GWh (4.300 MW médios) no 1T22 para **9.380 GWh (4.343 MW médios) no 1T23**, um acréscimo de 91 GWh (43 MW médios), ou 1,0%, entre os períodos comparados.

O aumento na quantidade de energia vendida, foi motivada, substancialmente, pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.



- **Receita de Venda de Energia Elétrica**
  - Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.178 milhões no 1T23, R$ 177 milhões (17,7%) superior aos R$ 1.001 milhões auferidos no 1T22. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 121 milhões — acréscimo de 12,0% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 56 milhões — aumento de 196 GWh (91 MW médios) na quantidade vendida.

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

Os acréscimos nos volumes de vendas entre os períodos comparados são consequência, principalmente, pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu e aumento da sazonalização dos contratos com as distribuidoras durante o 1T23.

  - Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu R$ 79 milhões (9,3%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 848 milhões no 1T22 para **R$ 769 milhões no 1T23**. A variação resulta da redução de 235 GWh (109 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 49 milhões), acrescida pelo decréscimo de 3,6% no preço médio líquido de vendas (R$ 30 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelo encerramento de contratos de fornecimento e pela redução da disponibilização de energia elétrica para venda para esses consumidores. Já a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivado, principalmente, pela combinação da redução de preços de novos contratos, influenciados pela queda do PLD desde novembro de 2021, e contratos vigentes de longo prazo a preços mais baixos em 2023, parcialmente atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes.

  - Comercializadoras:

No 1T23, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 205 milhões, R$ 12 milhões (5,5%) inferior à receita auferida no 1T22, que foi de R$ 217 milhões. A variação é explicada pela combinação do decréscimo de 14,3% no preço médio líquido de vendas (R$ 31 milhões) e pelo aumento de 130 GWh (61 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 19 milhões).

A redução do preço ocorreu, basicamente, pela queda nos preços do mercado de curto prazo, atrelados ao PLD, que se manteve baixo ao longo de 2022, impactando desta forma os preços do 1T23. Já os preços do 1T22 foram resultados do PLD elevado do ano de 2021. A redução no 1T23, foi ligeiramente suavizada pela atualização monetária dos contratos vigentes. O acréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, de novos contratos firmados para a gestão do portfólio da Companhia.

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

No 1T23, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 94 milhões**, enquanto no 1T22 foi de R$ 123 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 29 milhões (23,6%)** 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).

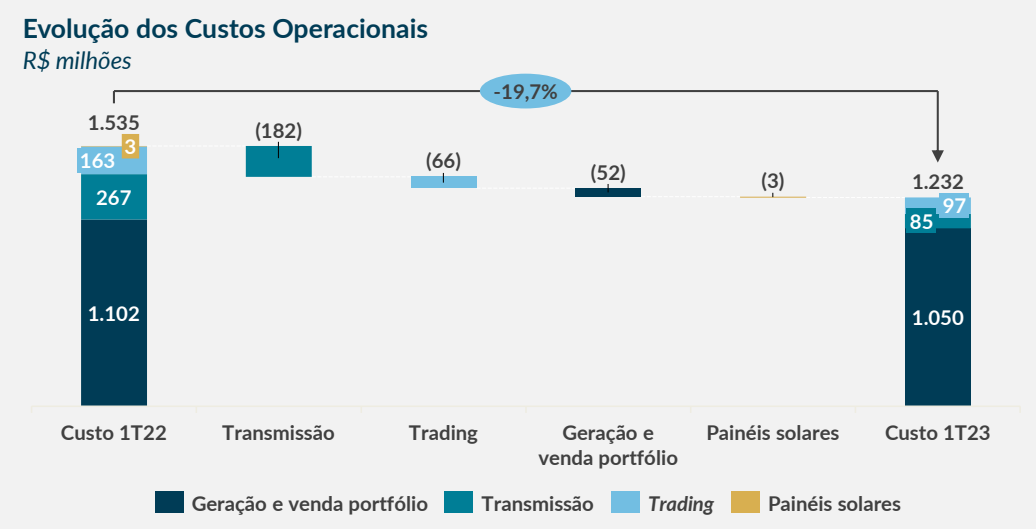
A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 154 milhões, no 1T22, para **R$ 150 milhões no 1T23, decréscimo de R$ 4 milhões (2,6%).** A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

Custos Operacionais

Custos por segmento – 1T23 x 1T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
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
Custos de construção	-	77	-	-	77
Pessoal	59	3	-	-	62
Royalties	33	-	-	-	33
Combustíveis para geração	22	-	-	-	22
Seguros	19	-	-	-	19
Transações no mercado de curto prazo	13	-	-	-	13
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	1	-	1
Outros custos operacionais, líquidos	5	-	-	-	5
Custos operacionais	**1.050**	**85**	**97**	**-**	**1.232**
1T22					
Compras de energia	413	-	157	-	570
Depreciação e amortização	241	-	-	-	241
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	149	-	-	-	149
Materiais e serviços de terceiros	84	-	-	1	85
Custos de construção	-	265	-	-	265
Pessoal	49	-	-	-	49
Royalties	20	-	-	-	20
Combustíveis para geração	42	-	-	-	42
Seguros	19	-	-	-	19
Transações no mercado de curto prazo	79	-	-	-	79
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	6	-	6
Outros custos operacionais, líquidos	6	2	-	2	10
Custos operacionais	**1.102**	**267**	**163**	**3**	**1.535**
Variação					
Compras de energia	21	-	(61)	-	(40)
Depreciação e amortização	(24)	-	-	-	(24)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	15	-	-	-	15
Materiais e serviços de terceiros	-	5	-	(1)	4
Custos de construção	-	(188)	-	-	(188)
Pessoal	10	3	-	-	13
Royalties	13	-	-	-	13
Combustíveis para geração	(20)	-	-	-	(20)
Seguros	-	-	-	-	-
Transações no mercado de curto prazo	(66)	-	-	-	(66)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(5)	-	(5)
Outros custos operacionais, líquidos	(1)	(2)	-	(1)	(5)
Custos operacionais	**(52)**	**(182)**	**(66)**	**(3)**	**(303)**

Os custos operacionais reduziram em R$ 303 milhões (19,7%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.535 milhões no 1T22 para **R$ 1.232 milhões no 1T23**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 182 milhões (68,2%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pela redução dos custos de construção; (ii) queda de R$ 66 milhões (40,5%) nos custos de operações de *trading* de energia; (iii) redução de R$ 52 milhões (4,7%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iv) redução de R$ 3 milhões (100,0%) nos custos de venda e instalação de painéis solares.



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 1T22 e o 1T23 houve aumento de R$ 21 milhões (5,1%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação de aumento de 222 GWh (103 MW médios) na quantidade de energia comprada (+ R$ 40 milhões), e redução de 4,6% no preço médio líquido de compras de energia (– R$ 19 milhões). O acréscimo do volume deve-se ao aumento das compras para gestão de portfólio da Companhia.

- **Depreciação e amortização:** redução de R$ 24 milhões (10,0%) entre os trimestres em análise. A redução é consequência, principalmente, da cessação da depreciação da UTE Pampa Sul em decorrência da classificação para Ativo Não Circulante Mantido para Venda e foi inversamente impactada pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 15 milhões (10,1%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, do aumento de 31,0% na produção de energia nas usinas operadas pela Companhia.

- **Pessoal:** aumento de R$ 10 milhões (20,4%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores, do aumento da provisão de bônus e participação de resultados e do aumento do quadro de colaboradores entre os trimestres.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 13 milhões (65,0%) nos trimestres comparados em decorrência, basicamente, de maior geração das usinas hidrelétricas durante o 1T23, aumento de 38,6% quando comparado com o 1T22, e de reajuste anual.

- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 20 milhões (47,6%) na comparação trimestral. As variações foram impactadas pelas reduções de R$ 18 milhões e R$ 2 milhões na UTE Pampa Sul e na Usina de Cogeração Lages (UCLA), respectivamente, decorrentes das reduções na geração em ambas as usinas.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram inferiores em R$ 66 milhões (83,5%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

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



Usina Hidrelétrica Jaguara

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado e Gavião Real, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente.



Sistema de Transmissão Gralha Azul

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 289 milhões positivos no 1T23, aumento de R$ 54 milhões (23,0%), em relação ao mesmo trimestre de 2022, cujo valor foi lucro de R$ 235 milhões.

As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R$ 33 milhões (13,3%) na remuneração dos ativos de concessão; e (ii) do efeito positivo de R$ 18 milhões (138,5%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção, oriundo, principalmente, do encerramento das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 1T23 foi de R$ 127 milhões, (R$ 20 milhões no 1T22), sendo R$ 10 milhões (R$ 1 milhão no 1T22) relativos à receita de serviços prestados e R$ 117 milhões (R$ 19 milhões no 1T22) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato.

Adicionalmente, no 1T23 os demais custos operacionais, as despesas com vendas, gerais e administrativas e as outras receitas operacionais líquidas foram, respectivamente, R$ 8 milhões, R$ 3 milhões e R$ 1 milhão.

(Valores em R$ milhões)	1T23	1T22	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	127	20	107
Custos operacionais	(8)	(2)	(6)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(3)	(1)	(2)
Receitas operacionais, líquidas	1	-	1
Ebitda regulatório transmissão	**117**	**17**	**100**

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 aumentou R$ 2 milhões (100,0%), passando de R$ 2 milhões no 1T22 para R$ 4 milhões no 1T23, motivado pelos seguintes eventos: (i) crescimento 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 atenuado pela (ii) redução de R$ 1 milhão 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.

No 1T23 e no 1T22, **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$ 81 milhões** e R$ 44 milhões, respectivamente. O montante representa um **acréscimo de R$ 37 milhões entre os períodos comparados**, sendo o aumento proveniente do resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio. 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, dos seguintes fatores: (i) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, atenuada com a variação positiva do PLD; (ii) impacto positivo do Fator de Ajuste do MRE (GSF), em razão do maior volume de energia produzido no MRE, resultando em variação positiva entre os períodos em análise; (iii) impacto positivo pela exportação de vertimento turbinável, ou seja, a energia não utilizada para atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN) e que seria desperdiçada pelas usinas hidrelétricas participantes do MRE, foi direcionada à uma nova transação comercial com países vizinhos; (iv) efeito positivo no MRE, em virtude da redução do valor a reembolsar aos demais agentes do MRE; e (v) redução dos impactos negativos de modulação entre os trimestres analisados.

Em dezembro de 2022, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2023 em R$ 678,29/MWh e R$ 69,04 /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	1T23	1T22	Var. 1T (%)
Sul	69,04	58,11	18,8%
Sudeste/Centro-Oeste	69,04	58,11	18,8%
Nordeste	69,04	58,11	18,8%

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A variação das despesas com vendas, gerais e administrativas deriva, principalmente, de reversão de provisão registrada no 1T22 no montante de R$ 15 milhões.

Alienação de Subsidiária

Em 21 de fevereiro de 2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda (R$ 94 milhões), e reversão do *impairment* (R$ 118 milhões), foi positivo em R$ 24 milhões, no 1T22.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possui 32,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

	1T23		1T22	
DRE – em R$ milhões	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.354	765	2.051	667
Custos dos serviços prestados	(637)	(207)	(703)	(229)
Lucro bruto	**1.717**	**558**	**1.348**	**438**
Despesas gerais e administrativas	(26)	(8)	(47)	(15)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.691**	**550**	**1.301**	**423**
Resultado financeiro	(528)	(172)	(490)	(159)
Lucro antes dos impostos	**1.163**	**378**	**811**	**264**
Imposto de renda e contribuição social	(400)	(130)	(280)	(91)
Lucro líquido da TAG	**763**	**248**	**531**	**173**

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

	1T23		1T22	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.691**	**550**	**1.301**	**423**
Depreciação e amortização	166	54	162	53
Amortização da mais valia	148	48	228	74
Ebitda	**2.005**	**652**	**1.691**	**550**
Margem Ebitda	**85,2%**		**82,4%**	

Entre o 1T22 e o 1T23, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 75 milhões (43,4%), passando de R$ 173 milhões para R$ 248 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 102 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte e ao encerramento do contrato de O&M com a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), em junho de 2022, sendo assumido pela ENGIE Soluções em Manutenção (Esom), uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil; (ii) redução de R$ 26 milhões da amortização da mais valia, decorrente da revisão da vida útil. Estes aumentos foram parcialmente atenuados (iii) pelo aumento da despesa financeira líquida, de R$ 13 milhões, oriundo, substancialmente, pelo acréscimo do CDI entre os trimestres em análise; e (iv) elevação de R$ 39 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de março de 2023 e 31 de dezembro de 2022 eram estes:

Balanço Patrimonial	**31/03/2023**	**31/12/2022**
ATIVO		
Ativo circulante	**3.202**	**2.828**
Caixa e equivalentes de caixa	1.089	688
Contas a receber de clientes	1.532	1.513
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	279	284
Outros ativos circulantes	302	343
Ativo não circulante	**31.722**	**30.585**
Depósitos vinculados	1494	217
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	228	284
Outros ativos não circulantes	666	624
Imobilizado	26.582	26.706
Intangível	2.752	2.754
Total	**34.924**	**33.413**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.953**	**4.341**
Instrumentos de dívida	4.576	3.974
Outros passivos circulantes	377	367
Passivo não circulante	**20.554**	**20.356**
Instrumentos de dívida	15.282	15.584
Imposto de renda e contribuição social diferidos	4.353	3.908
Outros passivos não circulantes	919	864
Patrimônio líquido	**9.417**	**8.716**
Total	**34.924**	**33.413**

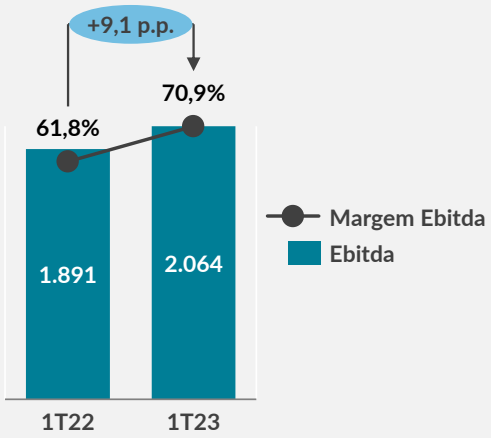
Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 1T23 x 1T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
1T23						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.299	287	3	-	248	1.837
Depreciação e amortização	227	-	-	-	-	227
Ebitda e Ebitda	**1.526**	**287**	**3**	**-**	**248**	**2.064**
Margem Ebitda	**62,6%**	**76,7%**	**3,0%**	**-**	**-**	**70,9%**
1T22						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.209	234	1	25	173	1.642
Depreciação e amortização	249	-	-	-	-	249
Ebitda	**1.458**	**234**	**1**	**25**	**173**	**1.891**
Margem Ebitda	**61,1%**	**46,6%**	**0,6%**	**357,1%**	**-**	**61,8%**
Variação						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	90	53	2	(25)	75	195
Depreciação e amortização	(22)	-	-	-	-	(22)
Ebitda	**68**	**53**	**2**	**(25)**	**75**	**173**
Margem Ebitda	**1,5 p.p.**	**30,1 p.p.**	**2,4 p.p.**	**(357,1 p.p.)**	**-**	**9,1 p.p.**

Entre o 1T23 e o 1T22, o Ebitda aumentou R$ 173 milhões (9,1%), passando de R$ 1.891 milhões no 1T22 para **R$ 2.064 milhões no 1T23**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 75 milhões (43,4%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; (ii) R$ 68 milhões (4,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (iii) R$ 53 milhões (22,6%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iv) R$ 2 milhões (200,0%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Os referidos impactos positivos foram parcialmente atenuados pelo seguinte **efeito negativo**: (v) R$ 25 milhões (100,0%) no segmento de painéis solares, o qual foi alienado no primeiro trimestre de 2022.

Ebitda[1] e Margem Ebitda



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

As principais variações no Ebitda estão no **segmento de geração e venda de energia elétrica**, indicada no item (ii) acima, cujos efeitos positivos, foram: (i) R$ 86 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 37 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (iii) R$ 20 milhões com consumo de combustível próprio. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com efeitos negativos: (iv) R$ 21 milhões nas compras de energia; (v) R$ 15 milhões relativos ao encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) R$ 13 milhões referentes a *royalties*; (vii) R$ 10 milhões relativos aos custos com pessoal; (viii) R$ 4 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; e (ix) R$ 12 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

Adicionalmente, o Ebitda foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 18 milhões de acréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; (ii) R$ 33 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; e (iii) R$ 3 milhões de reconhecimento de Receita Anual Permitida (RAP) de O&M, líquida dos custos.

Margem Ebitda Consolidada

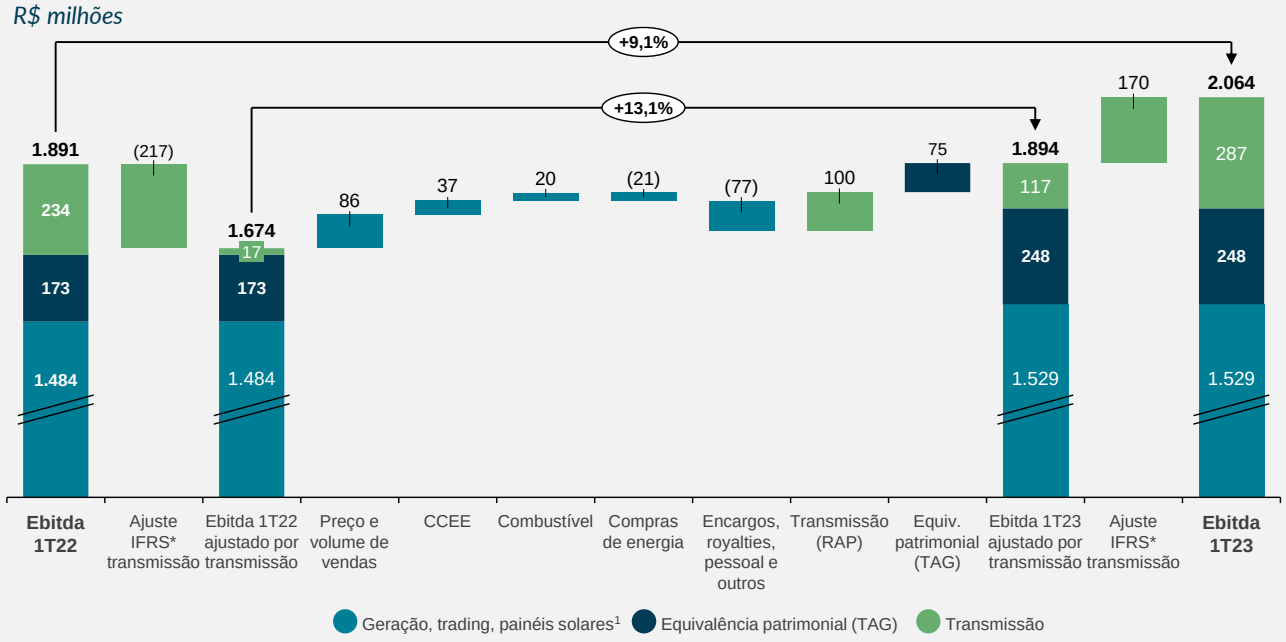
A margem Ebitda consolidada apresentou aumento de 9,1 p.p., passando de 61,8% no 1T22 para 70,9% no 1T23.

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)	1T23	1T22	Var. %
Lucro líquido recorrente	882	645	36,7
(+) Imposto de renda e contribuição social	235	173	35,8
(+) Resultado financeiro	720	824	(12,6)
(+) Depreciação e amortização	227	249	(8,8)
Ebitda	**2.064**	**1.891**	**9,1**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(287)	(234)	22,6
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	117	17	588,2
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão	**1.894**	**1.674**	**13,1**

Evolução do Ebitda

R$ milhões



* IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade).
[1] Contempla o resultado dos segmentos de geração, *trading* e painéis solares.

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	1T23	1T22	Variação
Renda de aplicações financeiras	90	137	(47)
Outras receitas financeiras	25	13	12
Total receitas financeiras	**115**	**150**	**(35)**
Dívida:			
Juros	(321)	(298)	(23)
Atualização monetária	(258)	(372)	114
Outras despesas financeiras, líquidas	(51)	(36)	(15)
Total despesas financeiras	**(630)**	**(706)**	**76**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(86)	(158)	72
Atualização a valor presente	(119)	(110)	(9)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(205)**	**(268)**	**63**
Resultado financeiro	**(720)**	**(824)**	**104**

Receitas financeiras: no 1T23, as receitas financeiras atingiram R$ 115 milhões, R$ 35 milhões ou 23,3% abaixo dos R$ 150 milhões auferidos no 1T22, substancialmente, pela redução de R$ 47 milhões na receita com aplicações financeiras. As reduções foram motivadas, principalmente, pela redução dos saldos de aplicações financeiras nos trimestres em questão.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 1T23 foram de R$ 630 milhões, isto é, R$ 76 milhões ou 10,8% abaixo das registradas no 1T22, que foram de R$ 706 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes da redução de R$ 91 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, devido à queda de R$ 114 milhões relativos à atualização monetária, pela redução dos índices inflacionários e aumento de R$ 23 milhões em juros sobre a dívida.

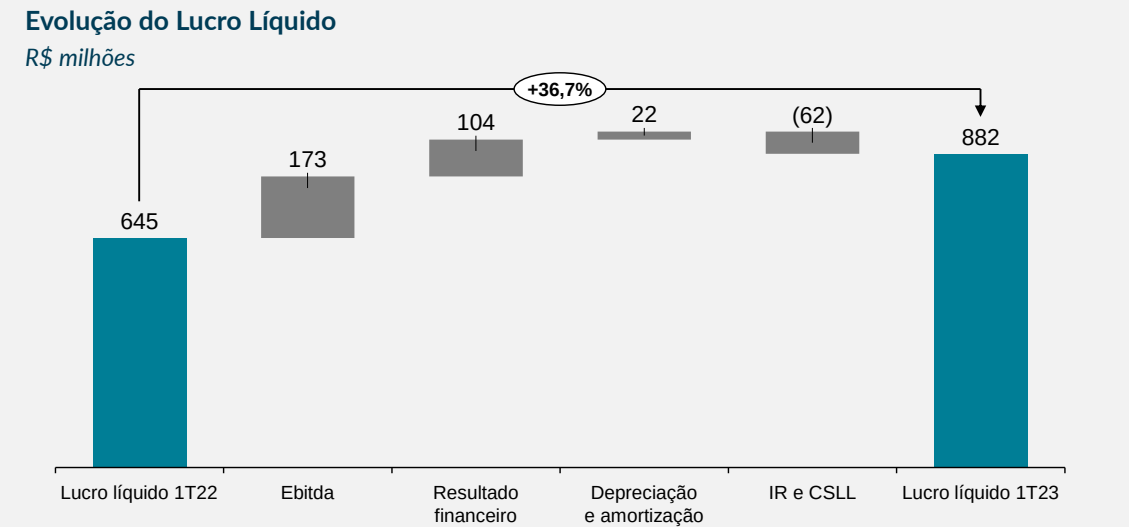
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 63 milhões (23,5%), atingindo R$ 205 milhões no 1T23 em contrapartida aos R$ 268 milhões no 1T22, em virtude dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 72 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da desaceleração do IPCA; e (ii) R$ 9 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 1T23 foi R$ 235 milhões**, variação de R$ 62 milhões (35,8%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2022, o qual foi R$ 173 milhões. As variações foram motivadas, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados.

Lucro Líquido

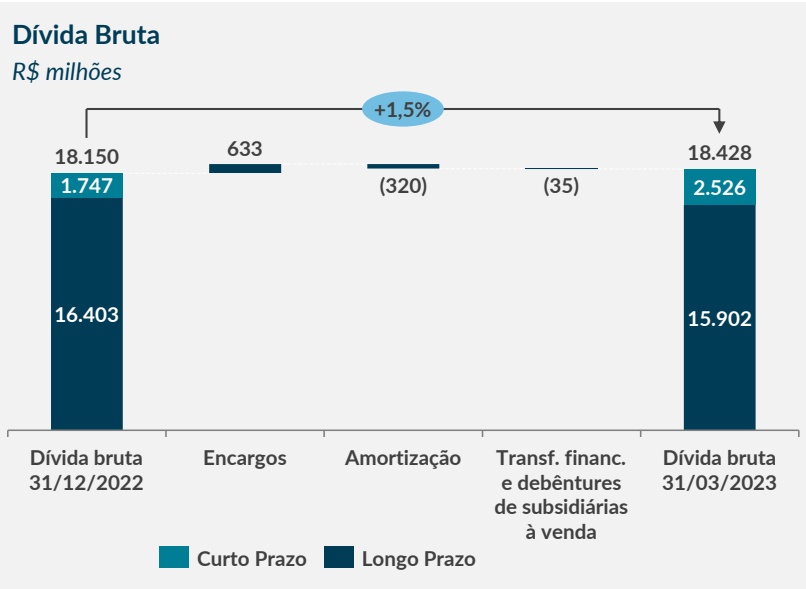
O lucro líquido do 1T23 foi de R$ 882 milhões, R$ 237 milhões ou 36,7% maior do que os R$ 645 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 173 milhões no Ebitda; (ii) efeito positivo de R$ 104 milhões do resultado financeiro líquido; (iii) aumento de R$ 62 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (iv) redução de R$ 22 milhões da depreciação e amortização.



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$ 18.428 milhões — aumento de 1,5%** (R$ 278 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2022. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 1T23 era de **7,2 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T23: (i) geração de R$ 633 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (ii) R$ 320 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (iii) R$ 35 milhões de transferência de financiamentos e debêntures de subsidiárias reclassificadas para Ativo Mantido para Venda.



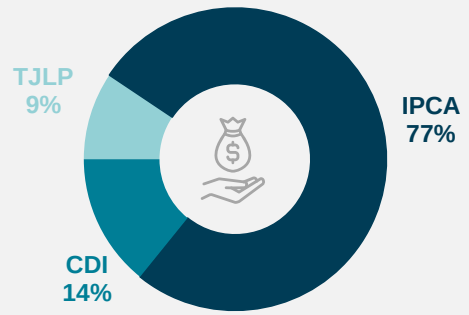
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 1T23 **foi 10,5%** — equivalente a IPCA + 5,6% — (14,5% — equivalente a IPCA + 2,9% — no fim do 1T22). A redução em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no período.

Em 31 de março de 2023, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 15.216 milhões, redução de 3,0%** em relação ao registrado ao fim de 2022.

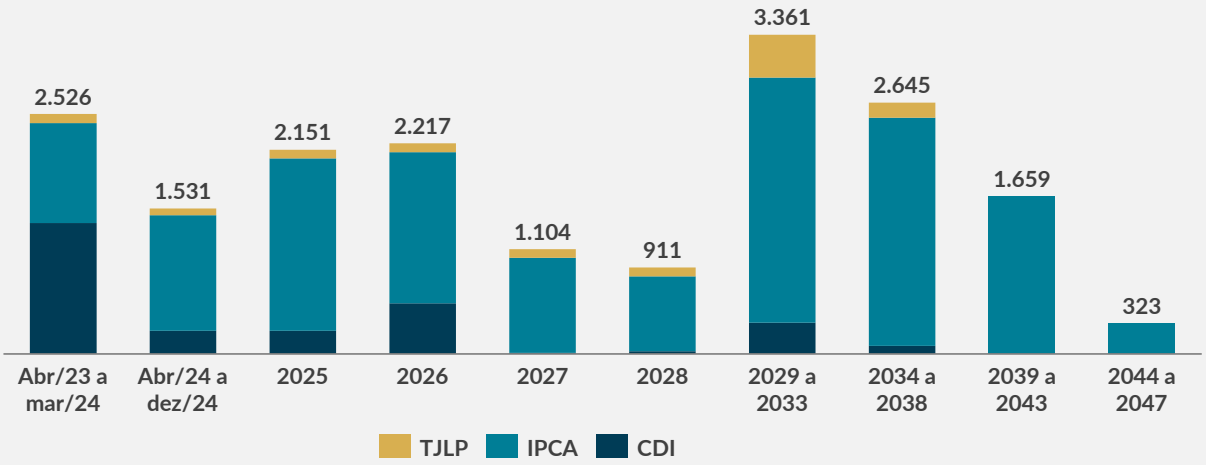
Dívida Líquida
R$ milhões

	31/03/2023	31/12/2022	Var. %
Dívida bruta	18.175	17.941	1,3
Resultado de operações de *hedge*	253	209	21,1
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(271)	(229)	18,3
Caixa e equivalentes de caixa	(2.942)	(2.236)	31,6
Dívida líquida total	**15.216**	**15.685**	**(3,0)**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,1X**	**2,3X**	

Composição da Dívida



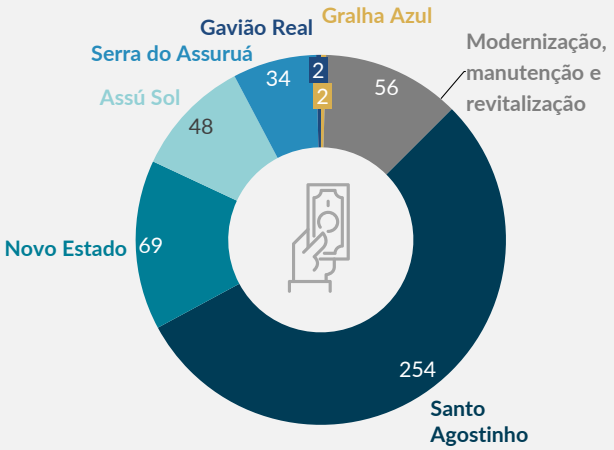
Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões

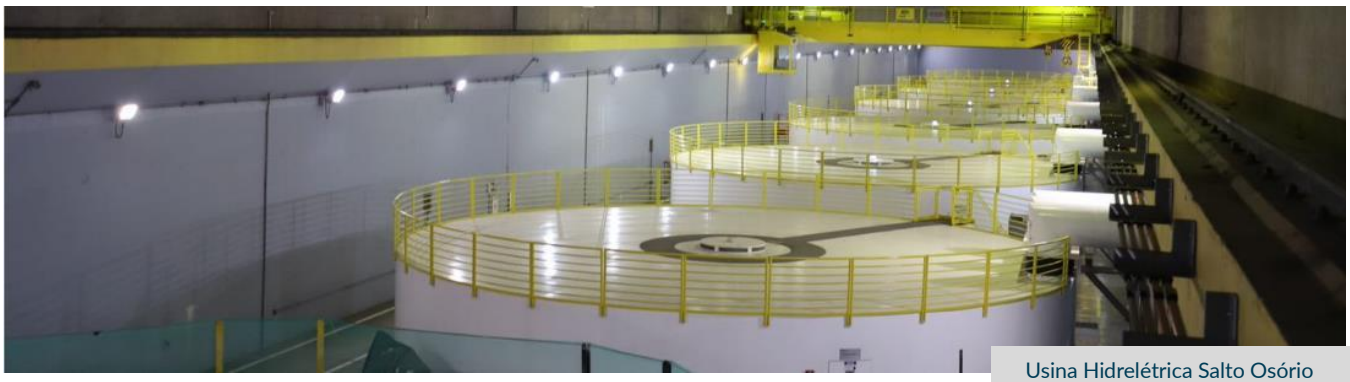


Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T23 foram de R$ 465 milhões, dos quais: (i) R$ 409 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R$ 254 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (i.ii) R$ 69 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (i.iii) R$ 48 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (i.iv) R$ 34 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (i.v) R$ 2 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; e (i.vi) R$ 2 milhões no Gavião Real Transmissora de Energia; (ii) R$ 45 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 11 milhões para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Investimentos
R$ milhões





Usina Hidrelétrica Salto Osório

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", com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO_2 em 59% entre 2017 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência) e atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

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 2023, das 77 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 79,7% 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).

Fórum de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Fórum de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Fórum 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;
- Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas do Fórum de Sustentabilidade.

Destaques do Trimestre

- A ENGIE Brasil Energia foi reconhecida como uma das empresas de melhor reputação no país pelo **Ranking de Reputação Corporativa e de Líderes 2022 da MERCO** (Monitor Empresarial de Reputação Corporativa), que pesquisa indicadores corporativos de referência em 16 países da América Latina e da Europa. Estreando neste levantamento, a Companhia é destaque no setor de Energia, na vice-liderança, e figura na posição 90ª do *ranking* geral.
- Com base no movimento "Janeiro Branco", a Companhia desenvolveu durante todo o trimestre a Campanha **"Verão Branco"**, cujo foco é 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 foi a **vencedora do Prêmio Expressão de Ecologia**, na categoria Tecnologia, com o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento para Proteção da Ictiofauna na Usina Hidrelétrica de Machadinho (SC). O Prêmio Expressão Ecologia foi criado em 1993, com foco nas ações de sustentabilidade da região sulista.

- A Usina Hidrelétrica de Cana Brava (GO), em parceria com o Serviço Nacional de Aprendizagem Rural (SENAR-GO), promoveu **cursos de capacitação voltados para a sustentabilidade, com objetivo de desenvolver competências profissionais e sociais nas comunidades rurais e comunidades vulneráveis da região**. Dentre os cursos, estão os de recuperação de mata ciliar, construção de biodigestor na produção de gás, produção de defumados e produção de produtos de higiene a partir de óleo de cozinha.
- O município de Umburanas (BA), no entorno dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, vai ser beneficiado com mais uma ação de **qualificação de mão de obra local**, realizada pela ENGIE Brasil Energia e Vestas Brasil. As empresas, em parceria com o Senai, vão disponibilizar 25 vagas para o curso em Eletrotécnica. A iniciativa irá desenvolver e capacitar profissionais para atuarem futuramente na operação e manutenção de parques eólicos. Ao menos 50% das vagas são destinadas a mulheres.
- A ENGIE Brasil Energia foi avaliada com nota **"A-" pelo Carbon Disclosure Project (CDP) no relatório sobre engajamento de fornecedores em 2022**. O Supplier Engagement Rating (SER) avalia as empresas sobre seu desempenho em governança, metas, emissões de escopo 3 e engajamento da cadeia de valor no questionário de Mudanças Climáticas.



UHE Estreito – Projeto Gotas de Esperança

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 1T23 e 1T22, associando cada indicador aos da GRI *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

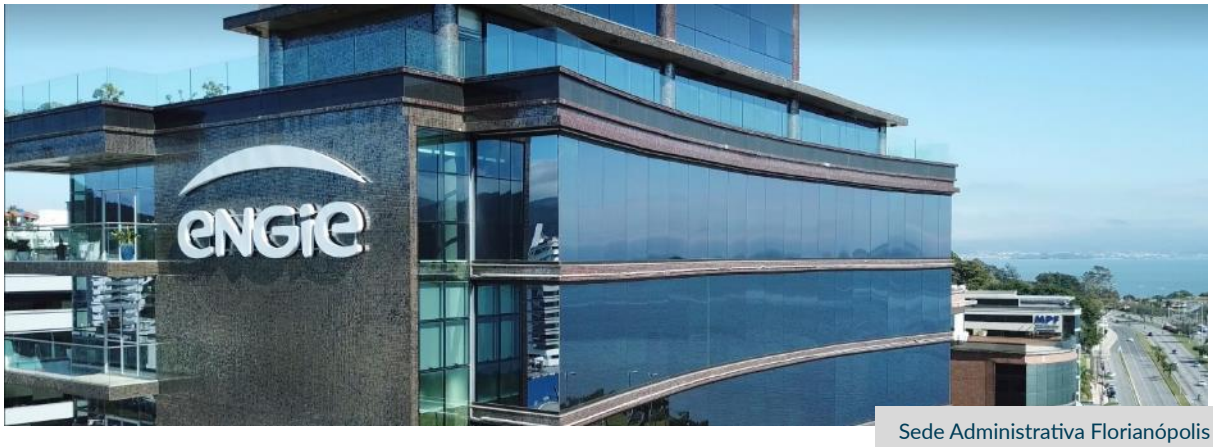
Indicadores de Sustentabilidade[1]							
Item	**Dimensão[2]**	**Indicador**	**Temas materiais**	**Indicador GRI[3]**	**1T23**	**1T22**	**Variação**
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Performance econômica e operacional - Energia e Emissões de Gases de Efeito Estufa	EU1	77	76	1
2		Capacidade instalada operada (MW)		EU1	10.181	10.174	0,1%
3		Capacidade instalada própria (MW)		EU1	8.460	8.453	0,1%
4		Número de usinas certificadas		EU6	11	11	0
5		Capacidade operada certificada (MW)		EU6	8.115	8.115	0,0%
6		Capacidade operada certificada em relação à total		EU6	79,7%	79,8%	-0,1 p.p.
7		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis		EU1	9.836	9.829	0,1%
8		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU1	96,6%	96,6%	0,0 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	9.315	7.113	31,0%
10		Geração de energia certificada		EU6	7.752	5.593	38,6%
11		Geração certificada em relação à total		EU6	83,2%	78,6%	4,6 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	9.108	6.687	36,2%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	1	94,0%	3,8 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	94,4%	93,5%	0,9 p.p.
15		Disponibilidade - linhas de transmissão		EU30	100,0%	-	-
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e emissões de gases de efeito estufa - Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades - Água e efluentes - Biodiversidade	304-1, 413-1	45.241	60.186	-24,8%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental (Programa Conexão)		413-1	14.011	19.966	-29,8%
18		Captação de água (megalitros)		303-3	499	1.038	-51,9%
19		Consumo de água (megalitros)		303-5	461	992	-53,5%
20		Emissões totais tCO_2e		D305-1, D305-2, D305-3	10.284	398.197	-97,4%
21		Intensidade de emissões de CO_2 (Usinas a comb. fóssil) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	6,0	1087,0	-99,4%
22		Intensidade de emissões de CO_2 (Parque gerador) (kg/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,57	75,00	-99,2%
23	Pessoas	Total de colaboradores	- Saúde, segurança e desenvolvimento dos colaboradores - Fomento à sustentabilidade na cadeia de valor	2-7	1.217	1.171	3,9%
24		Mulheres na força de trabalho (%)		2-7	26,9%	24,3%	2,6 p.p.
25		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[4]		403-2	1,499	2,461	↓
26		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios + prestadores de serviços[5]		403-2	0,006	N.D.	N.D.
27		Taxa de Frequência (TF) obras[4]		403-2	1,278	0,330	↑
28		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	224	113	98,2%
29		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	376	663	-43,3%
30	Responsabilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades	201-1, 413-1	948,5	823,7	15,2%
31		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	210,6	136,0	54,9%
32		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	489,0	1.423,8	-65,7%
33		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	150,0	94,0	59,6%
34		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	226,9	38,5	489,4%

Notas:
1 Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (https://www.engie.com.br/investidores/relatorios-de-sustentabilidade/).
2 Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
3 GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards e complemento setorial G4.
4 TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
5 TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco. A TG passou a considerar prestadores de serviços a partir de 2023, razão pela qual não há dado comparativo relativo a 2022.
6 Valores em milhares de reais.

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. O Programa, em vigor na Companhia desde 2006, foi certificado em 2022 pela 17ª vez consecutiva, sem registro de controles com falhas relevantes e que pudessem gerar perdas significativas à Companhia.



Sede Administrativa Florianópolis

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, 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.

A política de dividendos da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, 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.

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 ano de 2023 começou com certo otimismo em torno da reabertura da economia chinesa e a desaceleração da inflação nos Estados Unidos, mas as incertezas em relação ao novo governo, as novas regras fiscais, aliadas aos juros altos, o pedido de recuperação judicial da Americanas e as crises bancárias no exterior, contribuíram com a queda de 7,2% do Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira), que encerrou o primeiro trimestre na casa dos 101 mil pontos.

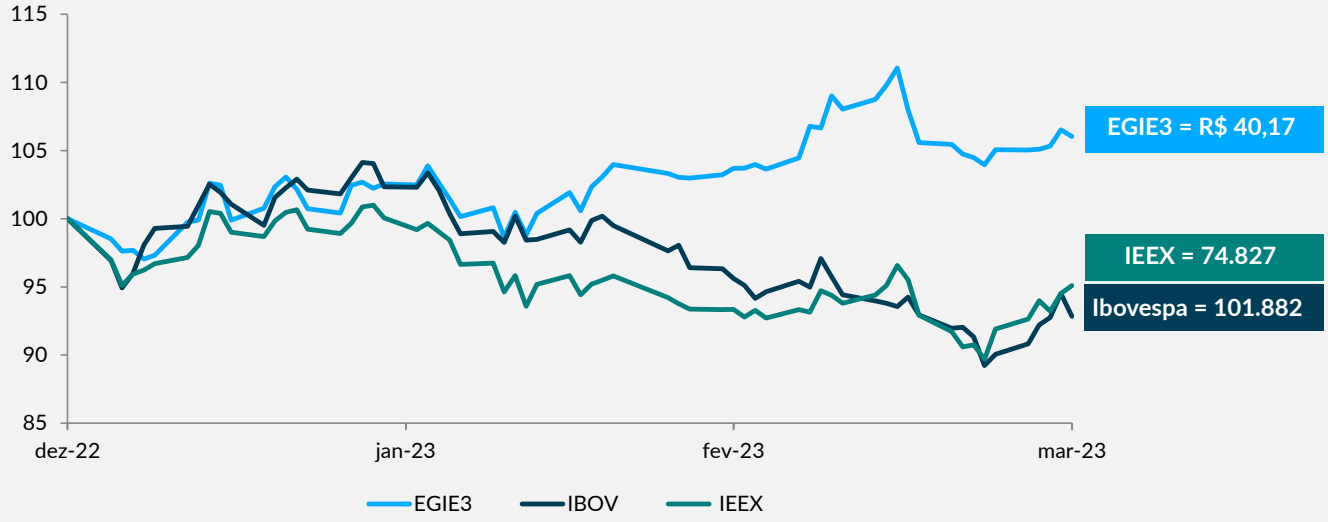
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 6,1%, no 1T23, frente às desvalorizações de 4,9% e 7,2% do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e do Ibovespa, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 73,1 milhões no 1T23, 38,3% acima do registrado no 1T22, quando atingiu R$ 55,0 milhões.

No último pregão de março de 2023, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 40,17/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 32,7 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2022)





Usina Hidrelétrica Passo Fundo

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 73,1 milhões no 1T23, 38,3% acima do registrado no 1T22 e a cotação encerrou o 1T23 em R$ 40,17/ação.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2023	31/12/2022
Ativo Circulante	**8.041.228**	**7.378.528**
Caixa e equivalentes de caixa	2.941.750	2.235.887
Contas a receber de clientes	1.089.944	1.143.117
Crédito de imposto de renda e contribuição social	116.290	181.438
Estoques	60.366	59.313
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	18.053	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	195.475	209.928
Depósitos vinculados	37.991	34.527
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	369.277	363.802
Ativo de contrato	599.757	558.179
Outros ativos circulantes	155.715	244.470
Ativo não circulante mantido para venda	2.441.521	2.332.778
Ativo Não Circulante	**31.563.231**	**30.808.224**
Realizável a Longo Prazo	**9.787.291**	**9.469.898**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	6.751	31.981
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	90.723	45.638
Depósitos vinculados	277.969	235.970
Depósitos judiciais	59.339	71.435
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	66.645	70.418
Ativo financeiro de concessão	2.913.296	2.856.475
Ativo de contrato	6.103.570	5.895.776
Outros ativos não circulantes	268.998	262.205
Investimentos	**3.234.122**	**3.006.423**
Imobilizado	**14.284.692**	**14.025.476**
Intangível	**4.088.496**	**4.134.944**
Direito de uso de arrendamentos	**168.630**	**171.483**
Total	**39.604.459**	**38.186.752**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2023	31/12/2022
Passivo Circulante	**6.735.339**	**5.890.219**
Fornecedores	499.066	511.408
Dividendos e juros sobre o capital próprio	181.106	181.104
Empréstimos e financiamentos	1.632.789	979.862
Debêntures	635.417	565.958
Ações preferênciais resgatáveis	128.409	107.148
Arrendamentos a pagar	23.293	23.990
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	491.347	406.871
Imposto de renda e contribuição social a pagar	87.225	143.288
Outras obrigações fiscais e regulatórias	111.529	120.970
Obrigações trabalhistas	170.535	153.809
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	176.899	189.932
Provisões	2.668	4.144
Obrigações com benefícios de aposentadoria	32.857	54.015
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	2.056.715	2.005.671
Outros passivos circulantes	505.484	442.049
Passivo Não Circulante	**23.620.914**	**23.856.361**
Empréstimos e financiamentos	10.308.071	10.930.652
Debêntures	4.992.725	4.880.587
Ações preferênciais resgatáveis	477.353	476.918
Arrendamentos a pagar	130.598	131.708
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.891.810	4.849.081
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	76.575	31.527
Provisões	557.092	425.659
Obrigações com benefícios de aposentadoria	266.824	218.959
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.561.780	1.505.352
Outros passivos não circulantes	358.086	405.918
Patrimônio Líquido	**9.248.206**	**8.440.172**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(156.743)	(156.743)
Reservas de lucros	2.390.349	2.381.683
Dividendos adicionais propostos	1.455.160	1.455.160
Ajustes de avaliação patrimonial	(234.990)	(146.226)
Lucros acumulados	887.719	-
Participação de acionista não controlador	4.063	3.650
Total	**39.604.459**	**38.186.752**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	1T23	1T22	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.913.748**	**3.062.301**	**-4,9**
Custos Operacionais	**(1.232.907)**	**(1.535.308)**	**-19,7**
Compras de energia	(531.242)	(575.931)	-7,8
Transações no mercado de energia de curto prazo	(13.019)	(79.222)	-83,6
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(163.760)	(148.859)	10,0
Combustíveis para geração	(22.311)	(41.520)	-46,3
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(32.587)	(20.389)	59,8
Pessoal	(62.123)	(49.172)	26,3
Materiais e serviços de terceiros	(88.827)	(85.017)	4,5
Depreciação e amortização	(216.779)	(240.825)	-10,0
Seguros	(18.860)	(18.903)	-0,2
Reversão de provisões operacionais líquidas	(10.655)	5.057	-310,7
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(77.061)	(264.642)	-70,9
Outros	4.317	(15.885)	-127,2
Lucro Bruto	**1.680.841**	**1.526.993**	**10,1**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(91.796)**	**(58.068)**	**58,1**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(92.004)	(70.550)	30,4
Impairment , líquido	-	107.264	-100,0
Alienação de subsidiária	-	(94.430)	-100,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	208	(352)	-159,1
Resultado de Participações Societárias	**247.715**	**172.566**	**43,5**
Equivalência patrimonial	247.715	172.566	43,5
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.836.760**	**1.641.491**	**11,9**
Resultado Financeiro	**(720.264)**	**(824.287)**	**-12,6**
Receitas financeiras	115.449	149.914	-23,0
Despesas financeiras	(630.947)	(706.187)	-10,7
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(204.766)	(268.014)	-23,6
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.116.496**	**817.204**	**36,6**
Imposto de renda	(163.252)	(119.939)	36,1
Contribuição social	(71.022)	(52.213)	36,0
Lucro Líquido do Exercício	**882.222**	**645.052**	**36,8**
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	881.809	644.720	36,8
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	413	332	24,4
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**1,0807**	**0,7902**	**36,8**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	3M23	3M22
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.116.496	817.204
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(247.715)	(172.566)
Depreciação e amortização	226.562	249.026
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	(107.264)
Juros e variação monetária	574.360	672.101
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	204.766	268.014
Alienação de subsidiária	-	94.430
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(149.788)	(154.213)
Remuneração de ativo de contrato	(282.368)	(248.573)
Perdas (ganhos) não realizados (as) em operações de *trading*, líquidos	1.383	3.784
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(81.680)	(252.002)
Ganhos (Perdas) por ineficiência na construção	(2.702)	18.483
Outros	17.306	(17.110)
Lucro Ajustado	**1.376.620**	**1.171.314**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	56.204	(72.810)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	65.148	5.564
Depósitos vinculados e judiciais	10.577	(4.052)
Ativo financeiro de concessão	87.492	78.197
Ativo de contrato	117.591	18.979
Outros ativos	(16.367)	93.375
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(34.680)	(111.664)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(8.555)	(3.847)
Obrigações trabalhistas	17.587	15.475
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(11.779)	(10.387)
Outros passivos	126	8.859
Caixa Gerado pelas Operações	**1.659.964**	**1.189.003**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(209.462)	(153.123)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(169.540)	(192.144)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**1.280.962**	**843.736**
Atividades de Investimento	**(406.338)**	**(612.028)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	48.750	-
Aquisição de subsidiárias	-	(656.157)
Aplicação no imobilizado e no intangível	(371.301)	(86.610)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	50.934	-
Variação de caixa e equivalentes de subsidiária em processo de alienação	(56.810)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	-	199.870
Pagamento de parcelas de concessões	(77.561)	(71.273)
Outros	(350)	2.142
Atividades de Financiamento	**(168.761)**	**(800.460)**
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(110.129)	(73.264)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	-	(694.473)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(58.632)	(32.723)
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**705.863**	**(568.752)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	2.235.887	5.156.406
Saldo final	2.941.750	4.587.654
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**705.863**	**(568.752)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos intercalares, JSCP e dividendos adicionais creditados	48.750	638.669
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	4.696	7.817
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	31.397	-
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(3.843)	(10.961)
Fornecedores de imobilizado e intangível	28.312	37.026
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	499.414
Constituição de reserva de capital	-	192.449
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	213	-

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

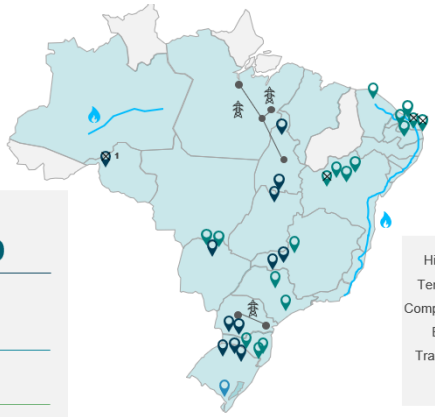
FACT SHEET 1T23

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 uma das maiores produtoras privadas de energia 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 31.03.2023, seu valor de mercado era de R$ 32,7 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **8.459,5 MW**, composta por **77 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas, uma termelétrica e 65 complementares: três a biomassa, 51 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e nove 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

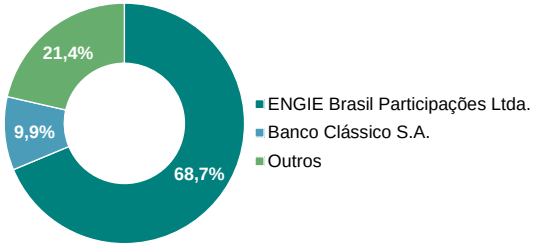


Nota:
[1] A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

Capacidade instalada própria de geração de energia de 8.459,5 MW (4.347 MWm), 4.500 Km de gasodutos e 2.709 Km de linhas de transmissão em operação.

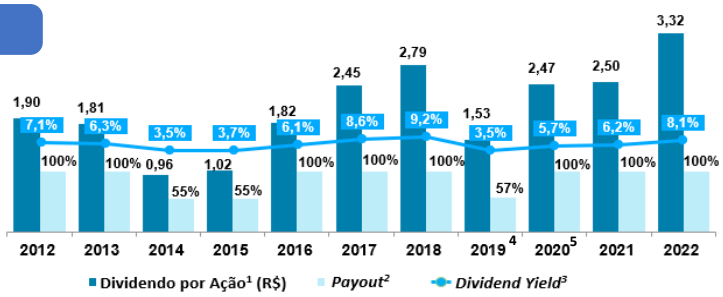
Composição Acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo franco-belga ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em aproximadamente 70 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.



Política de Dividendos

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



Notas:
[1] Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
[2] Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
[3] Baseado no preço de fechamento ponderado por volume de ações ON no período.
[4] Os valores de 2019 foram reapresentados tendo em vista a retenção dos dividendos complementares ref. ao exercício de 2019 pela AGO.
[5] Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.

ANEXO 5

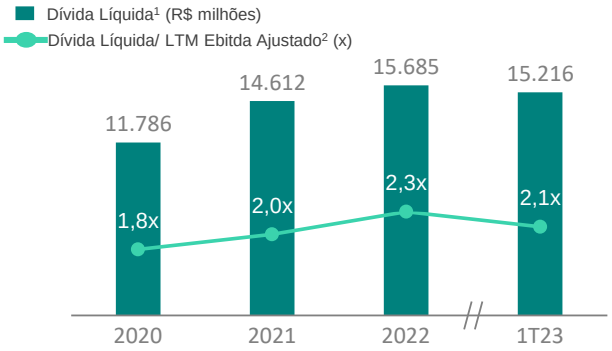
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 1T23

Consolidado (Valores em R$ milhões)	1T23	1T22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.913	3.062	-4,9%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.837	1.641	11,9%
Ebitda [1]	2.064	1.891	9,1%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [2]	1.894	1.674	13,1%
Ebitda / ROL - (%) [1]	70,9	61,8	9,1 p.p.
Lucro Líquido	882	645	36,7%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	32,5	29,6	2,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	20,7	21,2	-0,5 p.p.
Dívida Líquida [5]	15.216	16.045	-5,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [6]	4.312	3.293	31,0%
Energia Vendida (MW médios) [7]	4.343	4.300	1,0%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [8]	229,42	222,43	3,1%
Número de Empregados - Total	1.261	1.216	3,7%
Empregados EBE	1.221	1.129	8,1%
Empregados em Projetos em Construção	40	87	-54,0%

[1] Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
[2] Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão.
[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] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de hedge.
[6] Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
[7] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[8] Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

Endividamento (R$ milhões)

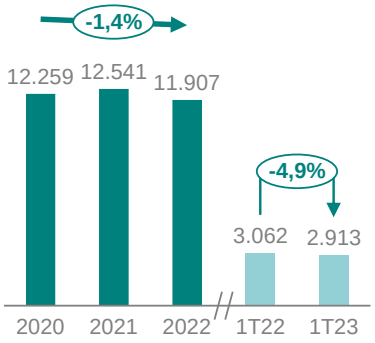


Notas:
[1] Dívida líquida de operações de *hedge*.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

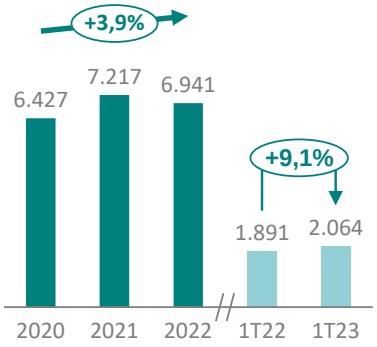
Ratings

A ENGIE Brasil Energia é avaliada periodicamente pela Fitch Ratings. Em 2023, a agência reafirmou o ***Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)'**, com perspectiva estável e o ***Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira em 'BB'**, também com perspectiva estável.

Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)

