EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 3T23



Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

Dia 07/11/2023 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
IDIVERSA B3
IEE B3
ICO2 B3

Florianópolis (SC), 06 de novembro de 2023. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre e período de nove meses, encerrado em 30 de setembro de 2023 (3T23, 9M23). 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.



Usina Hidrelétrica Jaguara

ENGIE Brasil Energia amplia diversificação de seu portfólio com aquisição de cinco usinas de geração solar.

Lucro líquido e Ebitda ajustados crescem 30,9% e 23,5%, respectivamente, frente o 3T22.



Destaques

O **lucro líquido ajustado** no 3T23 foi de **R$ 928 milhões**, valor 30,9% (R$ 219 milhões) acima do alcançado no 3T22.

O **Ebitda ajustado**[2] no 3T23 foi de **R$ 1.768 milhões**, aumento de 23,5% (R$ 336 milhões) em comparação ao 3T22. A **margem Ebitda ajustada** foi de **70,3%** no 3T23, acréscimo de 18,2 p.p. em relação ao 3T22.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 2.514 milhões** no 3T23, 8,5% (R$ 233 milhões) abaixo do montante apurado no 3T22.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 223,97/MWh** no 3T23, valor 0,2% inferior ao registrado no 3T22.

A quantidade de **energia vendida** no 3T23, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.574 GWh (**3.883 MW médios**), volume 9,4% inferior ao comercializado no 3T22.

Durante o 3T23, **entrou em operação comercial** uma unidade geradora do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte. Ao final do período, 12 do total de 70 aerogeradores do projeto estavam operando comercialmente.

Formalizado o fechamento da operação de compra, pela ENGIE Brasil Energia e demais consorciadas, da participação da CEEE-G no **Consórcio Machadinho, aumentando 5,3 MW médios de capacidade comercial ao portfólio da Companhia**.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.514	2.747	**-8,5%**	8.037	8.805	**-8,7%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.475	1.216	**21,3%**	4.790	4.314	**11,0%**
Ebitda [1]	1.707	1.469	**16,2%**	5.480	5.076	**8,0%**
Ebitda ajustado [2]	1.768	1.432	**23,5%**	5.629	5.205	**8,1%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.729	1.661	**4,1%**	5.529	5.038	**9,7%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	67,9	53,5	**14,4 p.p.**	68,2	57,6	**10,6 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	70,3	52,1	**18,2 p.p.**	70,0	59,1	**10,9 p.p.**
Lucro Líquido	867	734	**18,1%**	2.482	1.774	**39,9%**
Lucro Líquido ajustado	928	709	**30,9%**	2.615	1.860	**40,6%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	37,0	33,2	**3,8 p.p.**	37,0	33,2	**3,8 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	21,0	22,0	**-1,0 p.p.**	21,0	22,0	**-1,0 p.p.**
Dívida Líquida [6]	15.335	14.980	**2,4%**	15.335	14.980	**2,4%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.597	6.111	**-8,4%**	4.408	4.653	**-5,3%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	3.883	4.285	**-9,4%**	4.138	4.288	**-3,5%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	223,97	224,41	**-0,2%**	225,49	223,76	**0,8%**
Número de Empregados - Total	1.137	1.253	**-9,3%**	1.137	1.253	**-9,3%**
Empregados EBE	1.116	1.185	**-5,8%**	1.116	1.185	**-5,8%**
Empregados em Projetos em Construção	21	68	**-69,1%**	21	68	**-69,1%**

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

Eventos Subsequentes

Mais 11 aerogeradores do Conjunto Eólico Santo Agostinho foram autorizados para **operação comercial** e sete para **operação em teste** até 06 de novembro de 2023.

Assinado contrato de **aquisição de conjuntos fotovoltaicos** localizados nos estados da Bahia, Minas Gerais e Ceará, com capacidade instalada total de 545 MWac (661 MWp), pelo valor total aproximado de R$ 3,2 bilhões. Os ativos estão altamente contratados no longo prazo, com 66% da capacidade comercial alocada no ambiente de contratação regulada e 34% no ambiente de contratação livre.



Conjunto Eólico Umburanas

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

Encerramos o terceiro trimestre de 2023 com a certeza de que estamos no caminho certo! Prosseguimos nossa jornada de crescimento em renováveis, colocando em prática o propósito de "agir para acelerar a transição rumo a uma sociedade neutra em carbono, por meio do consumo reduzido de energia e de soluções mais sustentáveis".

Em Gentio do Ouro, a 600 quilômetros de Salvador (BA), foi iniciada a implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Composto por 24 parques eólicos com 188 aerogeradores, a serem implantados em fase única, já estão sendo realizadas no empreendimento atividades de terraplenagem e pavimentação dos acessos, bem como concretagem e reaterro das fundações dos aerogeradores. Já o Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, atingiu 87,5% do progresso geral da obra. Dezenove, dos 70 aerogeradores que compõem o projeto, estão em operação comercial, e outros 22 autorizados para operação em testes. Juntos, os dois projetos eólicos contarão com uma capacidade instalada de 1.280 MW.

Neste trimestre também evoluímos na implantação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Foram firmados os principais contratos de fornecimento de módulos, inversores e *trackers*, e iniciadas as atividades para construção das obras de conexão e das usinas fotovoltaicas. Localizado no município de Assú (RN), o empreendimento terá capacidade instalada de aproximadamente 752 MW e capacidade comercial estimada em 229 MW médios.

Já no segmento de transmissão de energia, foram concluídos os projetos básicos da subestação e seccionamento, e a terraplenagem e fundações de equipamentos de 230kV da Gavião Real Transmissora de Energia. Arrematado no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, o projeto tem como objetivo o atendimento da rede de distribuição de energia do estado do Pará.

Alinhada com nossa estratégia de crescimento, também assinamos, em 27 de setembro, o contrato de concessão do projeto Asa Branca. Arrematado no Leilão de Transmissão Aneel 01/2023, o empreendimento, localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, terá cerca de 1.000 quilômetros de extensão, sendo quatro linhas de transmissão de 500 kV em circuito simples. No mesmo mês, ainda formalizamos o fechamento da operação de compra, pela ENGIE Brasil Energia e demais consorciadas, da participação da CEEE-G no Consórcio da Usina Hidrelétrica Machadinho, aumentando 5,3 MW médios de capacidade comercial ao portfólio da Companhia.

No 3T23, a ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 2,5 bilhões, queda de 8,5% frente ao 3T22, motivada, principalmente, pela alienação da subsidiária Pampa Sul e queda de receita de construção dos ativos de transmissão. O Ebitda ajustado registrou aumento de 23,5%, atingindo R$ 1,8 bilhão no 3T23, com aumento de 18,2 p.p. na margem Ebitda ajustada que alcançou 70,3%. Esse indicador foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão com aumento de remuneração dos ativos de contrato e pelo maior resultado de participação societária na Transportadora Associada de Gás (TAG). Entretanto, esses fatores foram atenuados pelas reduções de combinação de volume e preço médio de vendas e das transações no mercado de curto prazo. Já o lucro líquido ajustado apresentou um incremento de 30,9% em relação ao mesmo trimestre de 2022, alcançando R$ 928 milhões no 3T23, em razão dos efeitos mencionados anteriormente, além da combinação de redução nas despesas financeiras líquidas com o acréscimo dos valores apurados de IR e CSLL.



Usina Hidrelétrica Jaguara

A consistência da nossa **estratégia**, resiliência do modelo de negócios, eficácia da **gestão de riscos** da Companhia, visão de longo prazo e robustez garantida pela **diversificação de nosso portfólio**, nos habilita a estudar e capturar bons projetos.

A consistência da nossa estratégia, resiliência do modelo de negócios, eficácia da gestão de riscos da Companhia, visão de longo prazo e robustez garantida pela diversificação de nosso portfólio, nos habilita a estudar e capturar bons projetos.

E é com satisfação que destacamos, como fato subsequente, a aquisição de cinco conjuntos fotovoltaicos, já em operação, localizados na Bahia, Ceará e Minhas Gerais. Os empreendimentos somam uma capacidade instalada de 545 MWac (661 MWp), e estão altamente contratados no longo prazo, com 66% da capacidade comercial alocada no ambiente de contratação regulada e 34% no ambiente de contratação livre.

Como forma de contribuir para mitigar as mudanças climáticas, e também impulsionar a agenda de sustentabilidade, criando oportunidades de negócios sustentáveis, o Conjunto Eólico Trairi, localizado no estado do Ceará, concluiu de forma bem-sucedida sua primeira emissão de créditos de carbono em quatro de suas usinas instaladas no município. Em um período de sete anos (2013 a 2020), foram obtidos 1.238.487 créditos de carbono. Cada unidade de crédito de carbono corresponde a uma tonelada de gás carbônico (CO_2) que deixou de ser lançada no meio ambiente. Este volume é suficiente para compensar um ano de emissões de CO_2 de 23 mil carros rodando 30 quilômetros por dia ou 5 anos de emissões equivalentes ao consumo de energia anual do estado do Ceará.

Nossas práticas voltadas ao tema ESG são frequentemente reconhecidas pela sociedade e mercado. No 3T23, recebemos a notícia de que a Companhia está entre os integrantes do primeiro índice de diversidade da América Latina focado nos pilares de gênero e raça, o IDIVERSA, da B3. A ENGIE também foi listada no Anuário Época NEGÓCIOS 360º (2º lugar no Setor Energia e 27º lugar geral, entre 410 empresas) e citada como uma das empresas mais ambientalmente sustentáveis no Guia ESG do JP Morgan (*Environmental - Brazilian Utilities*). Além disso, foi indicada no ALAS20 Brasil na categoria Empresa Líder em Relações com Investidores.

Mais do que agir para acelerar a transição energética, nosso comprometimento é fazer com que esse movimento contribua também para melhorar a qualidade de vida das pessoas, em uma sociedade justa e realmente sustentável.

Boa leitura!



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente



Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 3T23, a ENGIE Brasil Energia contava com **8.194,0 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 9.903,8 MW, composto de 76 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 65 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 72 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador em 30 de setembro 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	414,8	out/35	143,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.090,8	1.090,8	abr/31	477,5
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.115,1**	**6.415,4**		**3.231,8**
Conjunto Santo Agostinho - Fase I[1]	Eólica	Lages e Pedro Avelino (RN)	74,4	74,4	mai/56	38,5
Conjunto Campo Largo II[2]	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I[3]	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I[4]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	mai/51	159,6
Conjunto Trairi[5]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	88,3
Paracatu[6]	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Floresta[7]	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			**1.788,7**	**1.778,6**		**832,4**
Total			**9.903,8**	**8.194,0**		**4.064,2**

** 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 14 centrais eólicas, das quais 1 em operação comercial integral.
2 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
3 Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
4 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
5 Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
6 Conjunto composto por 4 centrais fotovoltaicas.
7 Conjunto composto por 3 centrais fotovoltaicas.
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 30 de setembro 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 dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) e mais um em contrução) e 90 pontos de entrega de gás (há mais um em construção), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas plantas de fertilizantes. A rede conta com 11 estações de compressão ao longo da malha, sendo seis próprias e cinco contratadas (com previsão de aquisição até out/23). 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.

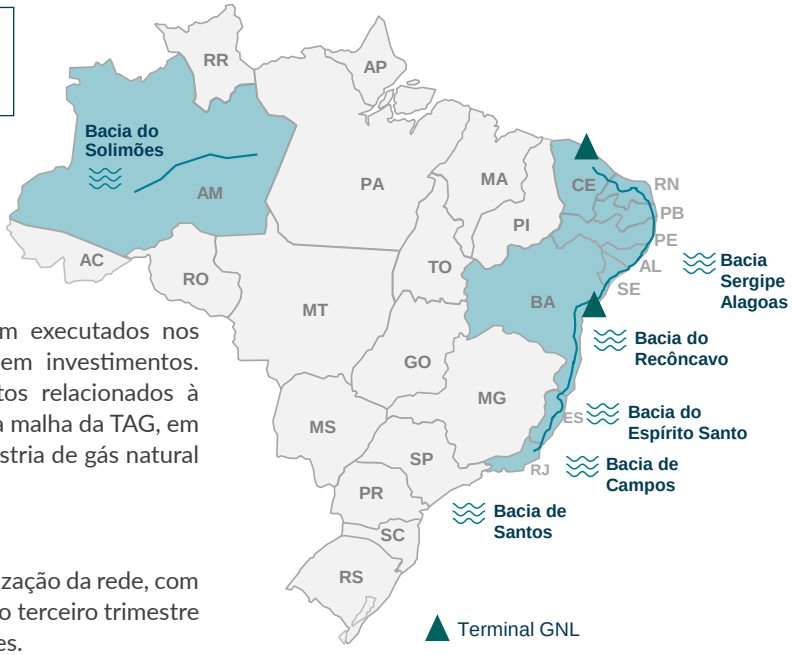
A empresa **encontra-se totalmente contratada** com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). O prazo médio ponderado dos contratos vigentes é de aproximadamente sete anos, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

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. Até o fim do 3T23, **a TAG assinou 64 contratos extraordinários**, com 21 carregadores (de 14 grupos econômicos distintos), que totalizavam um volume de 15 milhões de m³ 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 no terceiro trimestre de 2024. O investimento previsto é de R$ 430 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 o segundo trimestre de 2024. O contrato de conexão de acesso com a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse), atual membro do grupo Eneva, foi assinado em 13 de junho de 2022, com investimento estimado em R$ 340 milhões. Em maio de 2023, o Ministério de Minas e Energia aprovou o pleito de Projeto Prioritário para Sergipe.
- **Ponto de entrega Itagibá**, no estado da Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene, está em construção e com início de operação esperada para o quarto trimestre 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 m³/dia, um volume incremental de 3 milhões de m³/dia, com investimento aproximado de R$ 730 milhões.
- **Conexão do Terminal de Regaseificação do Porto do Açú ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 18 milhões de m³/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.

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

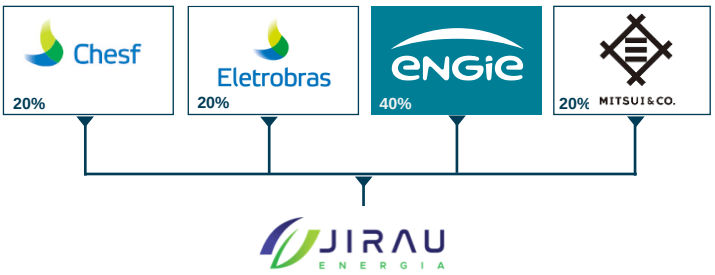
Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,0%	46% Cesta IGP*; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	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**.

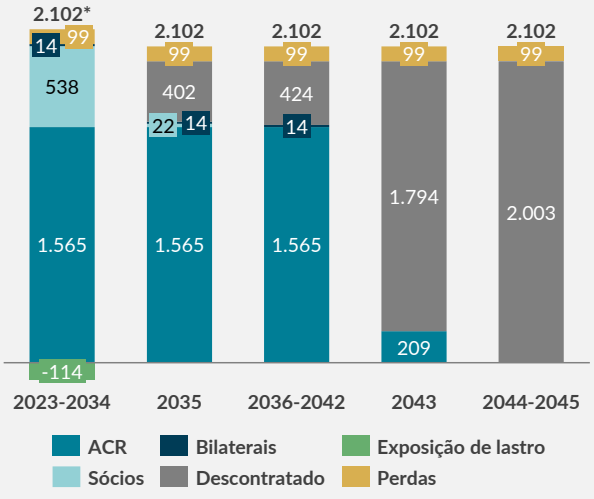


A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação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

A Usina Hidrelétrica Jirau recebeu reconhecimento do Conselho de Sustentabilidade Hidroelétrica, comprovando a sustentabilidade de projetos hidrelétricos na região amazônica. É a primeira hidrelétrica do Brasil e a segunda no mundo a receber este grau de certificação.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



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

No 3T23, a Jirau Energia gerou 604,6 MW médios, 22,1% acima dos 495,2 MW médios gerados no 3T22, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

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

A Companhia arrematou o **Lote 5** no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, oferecendo um deságio de 42,8% sobre a RAP máxima, segundo menor deságio do leilão. Nomeado como Asa Branca, com cerca de **1.000 quilômetros de extensão**, localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500 kV em circuito simples. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 27 de setembro de 2023 e finalizadas as negociações no âmbito de contratação de serviços, equipamentos e materiais, bem como, de licenciamento ambiental, para cumprir o plano de negócio estabelecido pela Companhia. O prazo máximo para construção é de 66 meses, com possibilidade de antecipação significativa.

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

1 Valor na data-base de dezembro de 2022.

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 previsto pela Aneel.



Terraplenagem do canteiro de obras

No 3T23 foram concluídos os projetos básicos de subestação e seccionamento e a terraplenagem e as fundações de equipamentos de 230 kV.

No terceiro trimestre de 2023, foram concluídos os projetos básicos de subestação e seccionamento e registrados avanços nos projetos executivos e na execução das atividades nos setores de 138kV e 230kV. Com a conclusão da terraplenagem e das fundações de equipamentos de 230kV, deu-se início à execução de fundações de 138kV e da montagem mecânica.

Adicionalmente, os primeiros equipamentos já foram entregues na obra, com destaque para o Transformador 1. Os demais equipamentos seguem em fase final de fabricação e inspeção.

A energização do projeto está prevista para o primeiro trimestre de 2024.

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

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

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	221,1
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	Eólica	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	412,0
Total			**1.280,0**	**1.280,0**	**633,1**

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.



Montagem dos aerogeradores

No 3T23, o progresso geral da obra atingiu 87,5%, com 12 aerogeradores em operação comercial.

Ao fim do 3T23, o **progresso geral da obra atingia 87,5%**, com todas as obras auxiliares (acessos, redes e subestação) e a pré-montagem (que inclui os dois primeiros tramos das torres e a instalação das *switchgears*) já 100% concluídas e 45 aerogeradores com todas os componentes principais já montados. Sobre os aerogeradores, de fornecimento da Siemens Gamesa, já foram recebidos em campo todas as 70 torres, nacelles, *hubs*, *drivetrains* e *switchgears*, faltando apenas 21 sets de pás – dos quais sete importados já foram fabricados e transportados até o Porto de Suape, enquanto os demais 14 sets continuam em fabricação no Brasil.

Até o fim do 3T23, o projeto contava com 12 Unidades Geradoras (UGs) em operação comercial e outras 19 autorizadas para operação em testes. Até 6 de novembro de 2023, mais 11 UGs entraram em operação comercial e sete em testes. Cinco UGs de 6,2 MW cada, com pás fabricadas pelo mesmo fornecedor das pás sinistradas no 2T23, totalizando 31 MW, estão com sua operação suspensa (quatro estavam em operação comercial e uma em teste). O retorno à operação destas UGs acontecerá após emissão de relatório de causa raiz e a aplicação das correções necessárias junto ao fornecedor. Até 06 de novembro de 2023, o projeto contava com 19 UGs em operação comercial e 22 em teste.

A previsão de conclusão integral da implantação do projeto é o quarto trimestre de 2023.

Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

Composto por 24 parques eólicos a serem implantados em fase única no município de Gentio do Ouro, estado da Bahia, o projeto possui outorga emitida pela Aneel e **capacidade instalada prevista de 846 MW**. A energia produzida será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre, podendo inclusive atender clientes no mercado de autoprodução de energia. Com geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região, o **investimento estimado é da ordem de R$ 6 bilhões** (base mai/2022), parte do qual foi contratado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e ao Itaú Unibanco.



Concretagem da fundação

Em andamento, a terraplenagem e pavimentação dos acessos e iniciados a concretagem e reaterro das fundações dos aerogeradores.

No fim do 3T23, estavam em andamento a terraplenagem e a pavimentação dos acessos, e foram iniciados a concretagem e o reaterro das fundações, de forma a permitir o início da montagem dos aerogeradores no 1T24, em linha com o cronograma. Para as redes de média tensão, além da escavação e instalação dos postes, foi iniciado o lançamento dos cabos condutores. A execução das fundações para a subestação coletora está avançando, e para a linha de transmissão, a supressão vegetal está em fase final e as escavações e concretagens das fundações estão em andamento. Por fim, foi iniciada a fabricação das torres para os aerogeradores.

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 Sol	Solar	Assú (RN)	752,0	752,0	228,7
Total			**752,0**	**752,0**	**228,7**

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol - Rio Grande do Norte.

O projeto está localizado no município de Assú (RN) e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MW** e capacidade comercial estimada em 229 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. O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) foi firmado em novembro de 2022. **Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a entrada em operação comercial da primeira unidade fotovoltaica está prevista para ocorrer no segundo semestre de 2024 e a operação comercial integral é esperada para o segundo semestre de 2025.

A Companhia firmou os principais contratos de fornecimento de módulos, inversores e *trackers*, e a entrega dos componentes no local da obra iniciou em outubro de 2023. Também foram assinados contratos para construção das obras de conexão (subestação coletora, linha de transmissão e *bay* de conexão na Subestação Açú 3), cujas atividades iniciaram em junho de 2023. Por fim, as atividades de implantação das usinas fotovoltaicas foram iniciadas em julho de 2023, com as atividades de engenharia, instalação do canteiro de obras e execução da supressão vegetal, além da execução de ensaios, sondagens e estudos necessários à elaboração 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

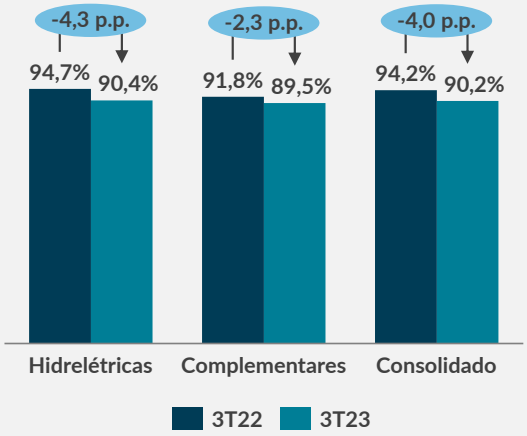
No 3T23, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **90,2%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 90,4% nas usinas hidrelétricas e 89,5% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas. Para a disponibilidade do 3T22, foi desconsiderada a Usina Termelétrica Pampa Sul, em razão da sua venda em maio de 2023.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas**, no terceiro trimestre de 2023, foi de 4,3 p.p. inferior quando comparada ao mesmo período do ano anterior, principalmente em razão de modernizações parciais realizadas em unidades geradoras das Usinas Hidrelétricas Jaguara, Miranda, Salto Osório, São Salvador e Salto Santiago, já previstas no planejamento da Companhia.

As **usinas complementares** apresentaram redução de 2,3 p.p. na disponibilidade do 3T23, comparando com o 3T22, principalmente em razão da menor disponibilidade dos Conjuntos Eólicos Umburanas e Campo Largo, devido a necessidade de execução de manutenções corretivas nos aerogeradores.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



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

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 terceiro trimestre de 2023, com um **índice de disponibilidade total de 99,94%.** 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)

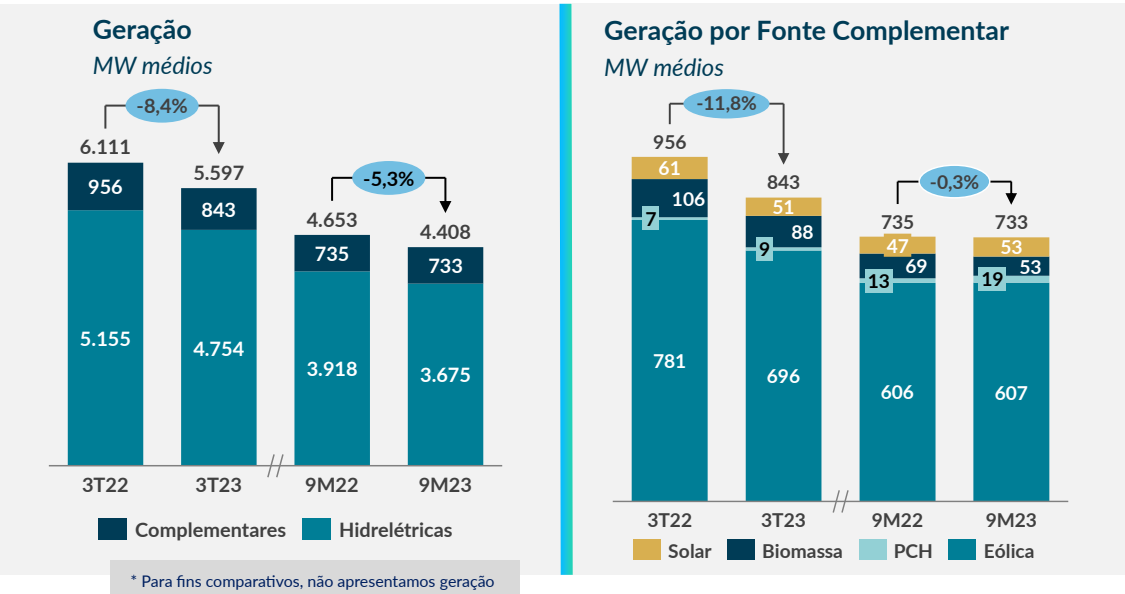
Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 12.357 GWh (5.597 MW médios), no 3T23, resultado **8,4% inferior** à produção do 3T22. Para fins comparativos, foi desconsiderada a geração da Usina Termelétrica Pampa Sul no 3T22, em razão da sua venda em maio de 2023.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.495 GWh (4.754 MW médios) e as complementares por 1.862 GWh (843 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 7,8% e 11,8% na geração das usinas hidrelétricas e complementares em comparação ao 3T22.

A redução na geração de energia das **usinas hidrelétricas** de 7,8% no 3T23, em comparação ao 3T22, ocorreu basicamente em razão do atraso das chuvas sobre os reservatórios das usinas operadas na região sul pela ENGIE Brasil Energia, comparado com o mesmo período de 2022. Em 2023, as chuvas mais intensas na região sul começaram a ocorrer no mês de outubro.

Nas **usinas complementares**, a redução da geração se deve principalmente pela menor geração nos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, essencialmente em razão da menor velocidade do vento observada no período, do impacto das menores disponibilidades dos conjuntos eólicos e das restrições de geração devido a *constrained-off* (redução de geração demandada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com relação à programação, devido às limitações da rede de transmissão ou requisitos de reservas operacionais).



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

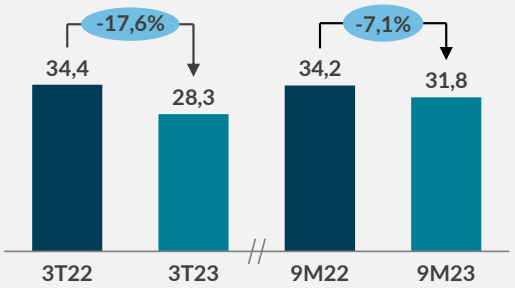
Por fim, com a diminuição da produção de energia elétrica no 3T23, **cumpre destacar que o montante de geração hidrelétrica não resulta necessariamente em alteração do desempenho econômico-financeiro** da Companhia. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Transporte de Gás

No 3T23, a TAG transportou um volume médio de gás de 28,3 milhões de m³/dia (34,4 milhões de m³/dia no 3T22). O volume dos contratos extraordinários foi de 15 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 17% do volume total contratado pela TAG, e 24% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador). Até o fim do terceiro trimestre de 2023, foram assinados 64 contratos de transporte com 21 carregadores.

Volume médio de gás movimentado

MM m³/dia



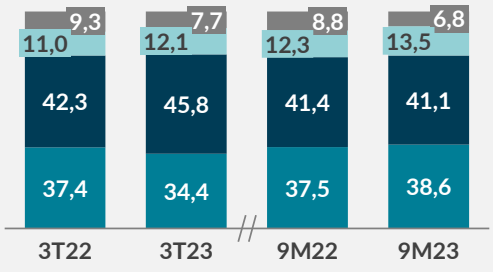


Transportadora Associada de Gás - TAG

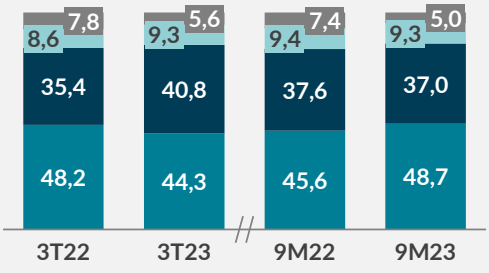
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 3T23, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 45,8% do total das vendas físicas e 40,8% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, aumentos de 3,5 p.p. e 5,4 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. O acréscimo na participação no total da receita deve-se, principalmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes.

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 **30 de setembro 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$/MWh)
	Recursos Próprios	4.060	4.113	4.540	4.718	4.718	4.718				
+	Compras para Revenda	1.339	926	500	430	334	329				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.399**	**5.039**	**5.040**	**5.148**	**5.052**	**5.047**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.879	1.752	1.739	1.729	1.720	1.710				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	300,1	269,6
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	329,6	296,1
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	343,8	308,9
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	309,0	277,6
	Proinfa	19	19	19	19	10	-	147,8	jun-04	442,5	426,4
	1º Leilão de Reserva	14	14	2	-	-	-	158,1	ago-08	363,6	350,3
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	9	8	-	-	-	-	-	362,3	349,1
	2014-EN-2019-25	122	-	-	-	-	-	183,5	mar-14	294,9	264,9
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	331,3	319,2
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	223,9	203,2
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	280,7	254,7
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	68	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	427,3	387,7
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	224,3	203,6
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	197,1	188,0
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	228,9	218,3
+	Vendas Bilaterais	3.161	2.673	2.395	2.180	1.381	744				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.040**	**4.425**	**4.134**	**3.909**	**3.101**	**2.454**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**359**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**-**	**93**	**385**	**718**	**1.430**	**2.072**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	212,2	221,6	213,2							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	171,4	160,0	137,1							

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

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

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

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

Notas:

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

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

- 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 – 3T23 X 3T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
3T23					
Receita operacional líquida	2.161	239	114	-	2.514
Custos operacionais	(1.048)	(34)	(113)	-	(1.195)
Lucro bruto	**1.113**	**205**	**1**	**-**	**1.319**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(97)	(4)	(1)	-	(102)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(1)	-	-	-	(1)
Impairment	(61)	-	-	-	(61)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	320	320
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**954**	**201**	**-**	**320**	**1.475**
3T22					
Receita operacional líquida	2.355	213	179	-	2.747
Custos operacionais	(1.163)	(322)	(174)	-	(1.659)
Lucro bruto	**1.192**	**(109)**	**5**	**-**	**1.088**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(83)	(6)	(1)	-	(90)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(22)	1	-	-	(21)
Reversão de *Impairment*	27	-	-	-	27
Alienação de subsidiária	10	-	-	-	10
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	202	202
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.124**	**(114)**	**4**	**202**	**1.216**
Variação					
Receita operacional líquida	(194)	26	(65)	-	(233)
Custos operacionais	115	288	61	-	464
Lucro bruto	**(79)**	**314**	**(4)**	**-**	**231**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(14)	2	-	-	(12)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	21	(1)	-	-	20
Impairment, líquido	(88)	-	-	-	(88)
Alienação de subsidiária	(10)	-	-	-	(10)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	118	118
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**(170)**	**315**	**(4)**	**118**	**259**

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

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

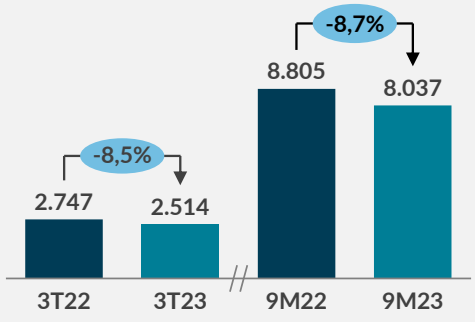
Receita Operacional Líquida

Receita por segmento – 3T23 X 3T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T23				
Distribuidoras de energia elétrica	901	-	-	901
Consumidores livres	831	-	-	831
Remuneração dos ativos de concessão	105	213	-	318
Comercializadoras de energia elétrica	189	-	-	189
Operações de *trading* de energia	-	-	114	114
Transações no mercado de curto prazo	86	-	-	86
Receita de serviços prestados	37	20	-	57
Receita de construção	-	6	-	6
Outras receitas	12	-	-	12
Receita operacional líquida	**2.161**	**239**	**114**	**2.514**
3T22				
Distribuidoras de energia elétrica	1.109	-	-	1.109
Consumidores livres	815	-	-	815
Remuneração dos ativos de concessão	46	18	-	64
Comercializadoras de energia elétrica	199	-	-	199
Operações de *trading* de energia	-	-	179	179
Transações no mercado de curto prazo	125	-	1	126
Receita de serviços prestados	36	13	-	49
Receita de construção	-	182	-	182
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(1)	(1)
Outras receitas	25	-	-	25
Receita operacional líquida	**2.355**	**213**	**179**	**2.747**
Variação				
Distribuidoras de energia elétrica	(208)	-	-	(208)
Consumidores livres	16	-	-	16
Remuneração dos ativos de concessão	59	195	-	254
Comercializadoras de energia elétrica	(10)	-	-	(10)
Operações de *trading* de energia	-	-	(65)	(65)
Transações no mercado de curto prazo	(39)	-	(1)	(40)
Receita de serviços prestados	1	7	-	8
Receita de construção	-	(176)	-	(176)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	1
Outras receitas	(13)	-	-	(13)
Receita operacional líquida	**(194)**	**26**	**(65)**	**(233)**

No 3T23, a receita operacional líquida reduziu 8,5% (R$ 233 milhões) quando comparada ao 3T22, passando de R$ 2.747 milhões para **R$ 2.514 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Receita Operacional Líquida
R$ milhões

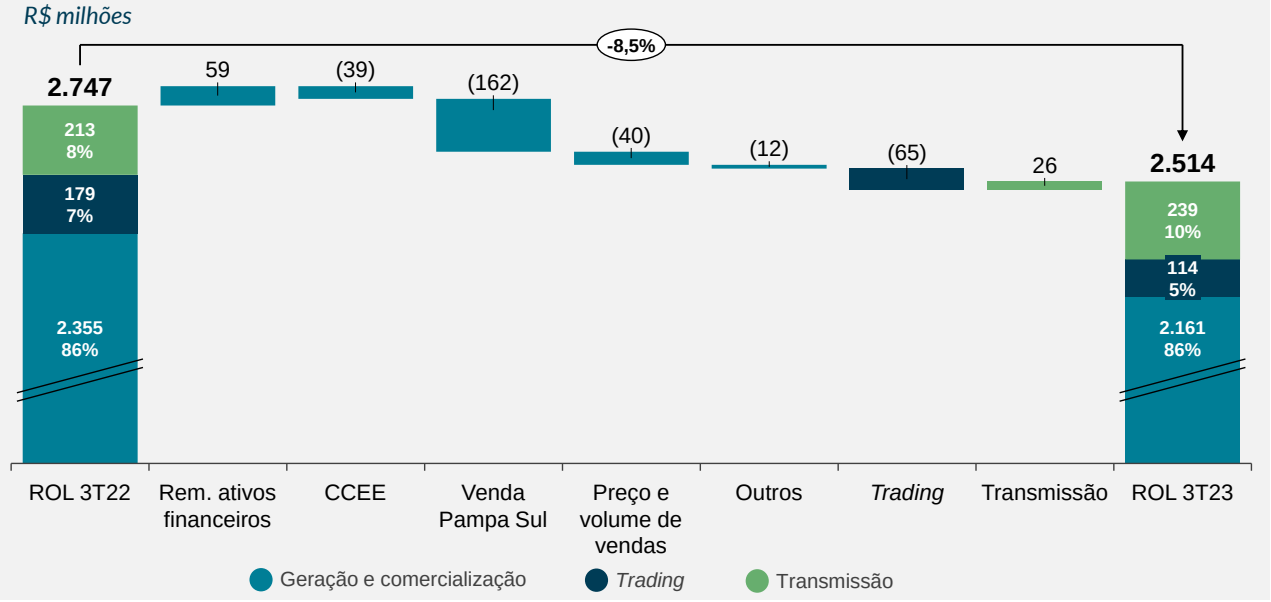


Geração e venda de energia do portfólio: decréscimo de R$ 194 milhões (8,2%), motivado, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 202 milhões de redução na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado das reduções de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) acréscimo de R$ 59 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), pelo aumento da inflação entre os períodos analisados; e (iii) decréscimo de R$ 39 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".

Trading: redução de R$ 65 milhões (36,3%) oriunda, principalmente, do decréscimo da receita das operações realizadas. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Transmissão: elevação de R$ 26 milhões (12,2%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Receita Operacional Líquida por Segmento
R$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

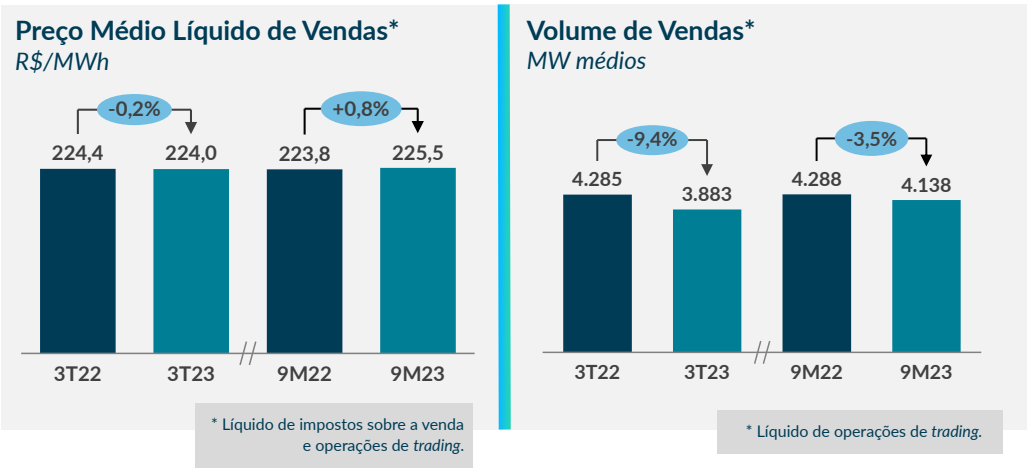
Geração e Venda de Energia do Portfólio

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

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, atingiu **R$ 223,97/MWh no 3T23, 0,2% inferior** ao obtido no 3T22, cujo valor foi de R$ 224,41/MWh. A redução do preço foi motivada, substancialmente, pela venda da subsidiária Pampa Sul, a qual possuía preços de venda de energia acima do preço médio de venda do restante do portfólio da Companhia, parcialmente atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes. Desconsiderando-se os efeitos da venda de Pampa Sul, o preço médio de venda no 3T23 teria subido 0,6% frente ao do 3T22.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.461 GWh (4.285 MW médios) no 3T22 para **8.574 GWh (3.883 MW médios) no 3T23**, um decréscimo de 887 GWh (402 MW médios), ou 9,4%, entre os períodos comparados. A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada pela redução do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da alienação da subsidiária Pampa Sul e pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda.

Como resultado, as reduções no preço médio de venda e no volume de vendas, ocasionaram, em conjunto, redução de R$ 202 milhões entre os trimestres na receita operacional líquida da Companhia. Deste total, R$ 162 milhões referem-se à alienação da subsidiária Pampa Sul, ocorrida no 2T23.



- **Receita de Venda de Energia Elétrica**

  - Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 901 milhões no 3T23, R$ 208 milhões (18,8%) inferior aos R$ 1.109 milhões auferidos no 3T22. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 203 milhões — redução de 715 GWh (325 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 5 milhões — decréscimo de 0,5% no preço médio líquido de vendas.

A redução nos volumes de vendas entre os períodos comparados é consequência, principalmente, da alienação da subsidiária Pampa Sul, que contava com capacidade comercial de 323,5 MW médios.

A redução do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivada, principalmente, (i) pela venda da subsidiária Pampa Sul, a qual possuía preços de venda de energia acima do preço médio de venda do restante do portfólio da Companhia; (ii) pelo acréscimo entre os trimestres dos ressarcimentos previstos nos contratos no ambiente regulado; e suavizada (iii) pela atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação.

  - Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R$ 16 milhões (2,0%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 815 milhões no 3T22 para **R$ 831 milhões no 3T23**. A variação resulta do acréscimo de 5,5% no preço médio líquido de vendas (R$ 43 milhões), atenuado pela redução de 151 GWh (68 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 27 milhões).

O aumento no preço médio líquido de vendas, foi motivado, principalmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes. Já a variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelo menor volume de compras, e consequentemente, menor volume disponível para venda.

  - Comercializadoras:

No 3T23, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 189 milhões, R$ 10 milhões (5,0%) inferior à receita auferida no 3T22, que foi de R$ 199 milhões. A variação é explicada pela combinação do decréscimo de 3,4% no preço médio líquido de vendas (R$ 7 milhões) e pela redução de 21 GWh (9 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 3 milhões).

A redução observada no 3T23 se deve, basicamente, ao preço mais elevado no 3T22 que sofreu influência da perspectiva hidrológica pessimista vista em 2021. Esta redução foi ligeiramente atenuada pela atualização monetária dos contratos vigentes. A redução da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, do encerramento de contratos em volume levemente maior aos volumes firmados em novos contratos.

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

No 3T23, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 86 milhões**, enquanto no 3T22 foi de R$ 125 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 39 milhões (31,2%)** 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$ 46 milhões, no 3T22, para **R$ 105 milhões no 3T23, acréscimo de R$ 59 milhões (128,3%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

Custos Operacionais

Custos por segmento – 3T23 x 3T22 (em R$ milhões)

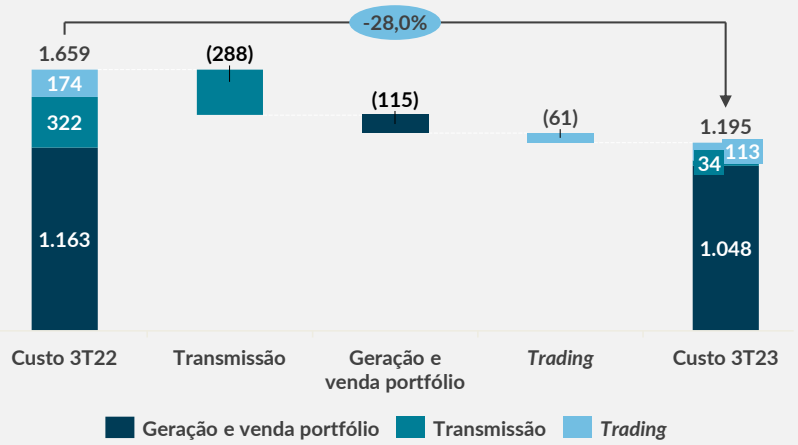
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T23				
Compras de energia	384	-	109	493
Depreciação e amortização	219	3	-	222
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	169	-	-	169
Materiais e serviços de terceiros	86	13	-	99
Pessoal	54	3	-	57
Royalties	50	-	-	50
Transações no mercado de curto prazo	47	-	-	47
Seguros	23	-	-	23
Custos de construção	-	6	-	6
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	16	9	-	25
Custos operacionais	**1.048**	**34**	**113**	**1.195**
3T22				
Compras de energia	485	-	177	662
Depreciação e amortização	244	-	-	244
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	162	-	-	162
Materiais e serviços de terceiros	99	6	-	105
Pessoal	52	-	-	52
Royalties	50	-	-	50
Transações no mercado de curto prazo	31	-	-	31
Seguros	18	-	-	18
Custos de construção	-	316	-	316
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(3)	(3)
Combustíveis para geração	31	-	-	31
Outros custos operacionais, líquidos	(9)	-	-	(9)
Custos operacionais	**1.163**	**322**	**174**	**1.659**
Variação				
Compras de energia	(101)	-	(68)	(169)
Depreciação e amortização	(25)	3	-	(22)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	7	-	-	7
Materiais e serviços de terceiros	(13)	7	-	(6)
Pessoal	2	3	-	5
Transações no mercado de curto prazo	16	-	-	16
Seguros	5	-	-	5
Custos de construção	-	(310)	-	(310)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	7	7
Combustíveis para geração	(31)	-	-	(31)
Outros custos operacionais, líquidos	25	9	-	34
Custos operacionais	**(115)**	**(288)**	**(61)**	**(464)**

Os custos operacionais reduziram em R$ 464 milhões (28,0%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.659 milhões no 3T22 para **R$ 1.195 milhões no 3T23**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 288 milhões (89,4%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pela redução dos custos de construção; (ii) redução de R$ 115 milhões (9,9%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) queda de R$ 61 milhões (35,1%) nos custos de operações de *trading* de energia.

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

Evolução dos Custos Operacionais

R$ milhões



Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 3T22 e o 3T23 houve redução de R$ 101 milhões (20,8%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação das reduções de 361 GWh (164 MW médios) na quantidade de energia comprada (-R$ 69 milhões) e de 7,6% no preço médio líquido de compras de energia (-R$ 32 milhões). O decréscimo do volume deve-se à redução das compras para gestão de portfólio da Companhia. A redução do preço médio de compras é reflexo dos maiores preços praticados para o ano de 2022, em decorrência da hidrologia crítica durante o ano de 2021.

- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 31 milhões (100,0%) na comparação trimestral. A variação foi impactada, principalmente, pela alienação da UTE Pampa Sul ocorrida em maio de 2023.

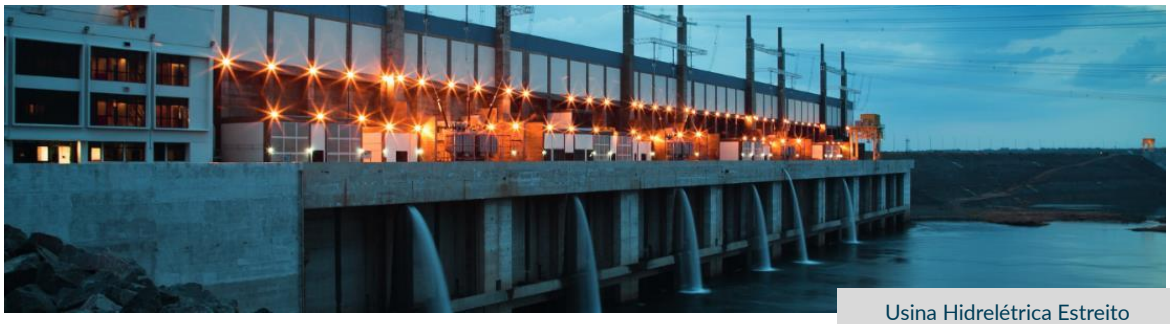
- **Depreciação e amortização:** redução de R$ 25 milhões (10,2%) entre os trimestres em análise. A redução é consequência, principalmente, da alienação da UTE Pampa Sul.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 16 milhões (51,6%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Materiais e serviços de terceiros:** diminuição de R$ 13 milhões (13,1%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, da alienação da UTE Pampa Sul, somada a redução nos custos de manutenção, relacionados a prestação de serviços, manutenção e limpeza da Usina Hidrelétricas Miranda.

- **Pessoal:** aumento de R$ 2 milhões (3,8%) entre os trimestres analisados resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e do aumento do quadro de colaboradores entre os trimestres, parcialmente atenuada pela alienação da subsidiária Pampa Sul.

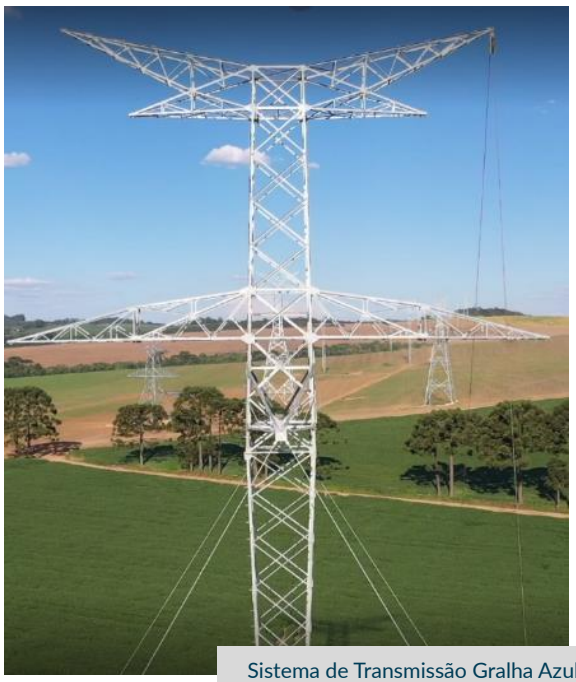
Os demais custos deste segmento não apresentaram variações relevantes entre os trimestres em análise.



Usina Hidrelétrica Estreito

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 na prestação de serviços de construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente.



Sistema de Transmissão Gralha Azul

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 205 milhões positivos no 3T23, aumento de R$ 314 milhões (288,1%), em relação ao mesmo trimestre de 2022, cujo valor foi prejuízo de R$ 109 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R$ 195 milhões (1.083,3%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos índices inflacionários e pelo aumento dos saldos dos ativos de contrato; e (ii) do efeito positivo de R$ 134 milhões (100,0%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (reduções de R$ 176 milhões e R$ 310 milhões, respectivamente), 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 3T23 foi de R$ 194 milhões, (R$ 126 milhões no 3T22), sendo R$ 174 milhões (R$ 113 milhões no 3T22) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 20 milhões (R$ 13 milhões no 3T22) relativos à receita de serviços prestados de O&M. Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(Valores em R$ milhões)	3T23	3T22	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	194	126	68
Custos operacionais	(25)	(6)	(19)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(4)	(6)	2
Outras despesas operacionais, líquidas	-	1	(1)
Ebitda regulatório de transmissão	**165**	**115**	**50**

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R$ 4 milhões (80,0%), passando de R$ 5 milhões no 3T22 para R$ 1 milhão no 3T23, motivado pelos seguintes eventos: (i) queda de R$ 6 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 pelo (ii) aumento de R$ 2 milhões no resultado das transações de compra e venda de energia.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

Resultado Líquido das Operações de Curto Prazo – 3T23 x 3T22 (em R$ milhões)

	Geração	*Trading*	Consolidado
3T23			
Receita operacional líquida	86	-	86
Custos operacionais	(47)	-	(47)
Resultado líquido	**39**	**-**	**39**
3T22			
Receita operacional líquida	125	1	126
Custos operacionais	(31)	-	(31)
Resultado líquido	**94**	**1**	**95**
Variação			
Receita operacional líquida	(39)	(1)	(40)
Custos operacionais	(16)	-	(16)
Resultado líquido	**(55)**	**(1)**	**(56)**

No 3T23 e no 3T22, **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$ 39 milhões** e R$ 95 milhões, respectivamente. O montante representa **redução de R$ 56 milhões entre os períodos comparados**, sendo decréscimos de R$ 55 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 1 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) impacto positivo em virtude do aumento do Fator de Ajuste do MRE (GSF), em razão do maior volume de energia produzido pelas usinas participantes do MRE, resultando em variação positiva entre os períodos em análise; (ii) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos atenuada pela variação positiva do PLD; (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 negativo no MRE, em virtude da redução da garantia física das usinas da Companhia; (v) redução dos impactos positivos de recontabilizações e modulações 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	3T23	3T22	Var. 3T (%)
Sul	72,82	66,43	9,6%
Sudeste/Centro-Oeste	72,82	66,43	9,6%
Nordeste	72,82	66,43	9,6%

Outras (Despesas) Receitas Operacionais, Líquidas

No 3T22, a Companhia reconheceu R$ 21 milhões referente, substancialmente, à baixa de ativos da UTE Pampa Sul, decorrente de manutenções realizadas no ano de 2022.

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Durante o 3T23, a Companhia reconheceu uma provisão adicional no montante de R$ 61 milhões, referente ao sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu em decorrência de vento forte na região do município de Paracatu (MG), no dia 02 de abril de 2023. No 3T22, a Companhia reconheceu R$ 27 milhões de reversão de *impairment*, este efeito, não recorrente, foi motivado pela reversão de *impairment* em decorrência da assinatura do contrato de compra e venda das ações da subsidiária UTE Pampa Sul, naquela data.

Alienação de Subsidiária

Em 1° de setembro de 2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Norte Catarinense Ltda. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. No 3T22 o resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 10 milhões.

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:

	3T23		3T22	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.372	771	2.159	702
Custos dos serviços prestados	(637)	(207)	(612)	(199)
Lucro bruto	**1.735**	**564**	**1.547**	**503**
Despesas gerais e administrativas	(6)	(2)	(112)	(36)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.729**	**562**	**1.435**	**467**
Resultado financeiro	(219)	(71)	(489)	(159)
Lucro antes dos impostos	**1.510**	**491**	**946**	**308**
Imposto de renda e contribuição social	(525)	(171)	(325)	(106)
Lucro líquido da TAG	**985**	**320**	**621**	**202**

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

	3T23		3T22	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.729**	**562**	**1.435**	**467**
Depreciação e amortização	170	55	165	54
Amortização da mais valia	148	48	228	74
Ebitda[1]	**2.047**	**665**	**1.828**	**595**
Margem Ebitda	**86,3%**		**84,7%**	

[1] *Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM n° 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP n° 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.*

Entre o 3T22 e o 3T23, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 118 milhões (58,4%), passando de R$ 202 milhões para R$ 320 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R$ 70 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, (i.i) à atualização das tarifas de transporte; (i.ii) da reversão de provisão em decorrência do recebimento de títulos com Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD) registradas em períodos anteriores, inclusive no 3T22 (R$ 15 milhões); e (i.iii) do reconhecimento de provisões de PECLD no 3T22 não recorrentes no 3T23 (R$ 22 milhões); (ii) pela redução da despesa financeira líquida, de R$ 88 milhões, oriundo, substancialmente, (ii.i) do reconhecimento de ganhos na renegociação das dívidas; e (ii.ii) da redução do CDI entre os trimestres em análise, impactando na redução das despesas financeiras relacionadas às dívidas; e (iii) redução de R$ 26 milhões da amortização da mais valia, decorrente da revisão da vida útil. Destacamos que os itens (i.ii) e (i.iii), com impacto positivo no 3T23, não possuem efeitos recorrentes no resultado da TAG.

Estes efeitos positivos foram parcialmente atenuados pela (iv) elevação de R$ 65 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos.

Adicionalmente, a receita operacional líquida e os custos dos serviços prestados, foram impactados, ambos no montante de R$ 17 milhões, decorrentes do repasse de custos aos clientes, referentes aos encargos que não devem gerar margem ao transportador, tais como encargos de congestionamento, balanceamento e gás para o uso no sistema. Cabe destacar, que os repasses são previstos em resoluções da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 30 de setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022 eram estes:

Balanço Patrimonial	30/09/2023	31/12/2022
ATIVO		
Ativo circulante	**4.781**	**2.828**
Caixa e equivalentes de caixa	1.655	688
Contas a receber de clientes	1.588	1.513
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	623	284
Outros ativos circulantes	915	343
Ativo não circulante	**30.516**	**30.585**
Depósitos vinculados	1.444	217
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	284
Outros ativos não circulantes	108	624
Imobilizado	26.215	26.706
Intangível	2.749	2.754
Total	**35.297**	**33.413**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.830**	**4.341**
Instrumentos de dívida	3.347	3.974
Outros passivos circulantes	483	367
Passivo não circulante	**20.693**	**20.356**
Instrumentos de dívida	15.011	15.584
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.333	3.908
Outros passivos não circulantes	349	864
Patrimônio líquido	**10.774**	**8.716**
Total	**35.297**	**33.413**



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

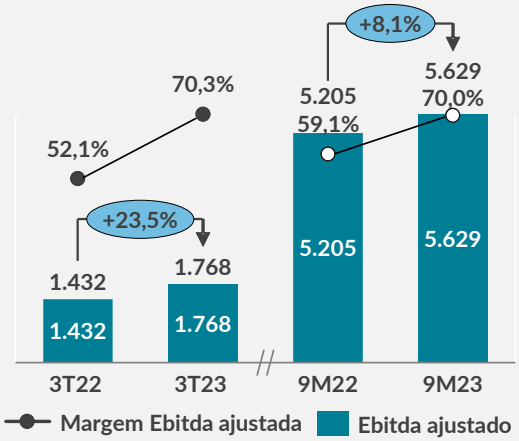
Ebitda por segmento – 3T23 x 3T22 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
3T23					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	954	201	-	320	1.475
Depreciação e amortização	229	3	-	-	232
Ebitda[1]	**1.183**	**204**	**-**	**320**	**1.707**
Impairment	61	-	-	-	61
Ebitda ajustado	**1.244**	**204**	**-**	**320**	**1.768**
Margem Ebitda ajustada	**57,6%**	**85,4%**	**-**	**-**	**70,3%**
3T22					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.124	(114)	4	202	1.216
Depreciação e amortização	253	-	-	-	253
Ebitda	**1.377**	**(114)**	**4**	**202**	**1.469**
Impairment	(27)	-	-	-	(27)
Alienação de subsidiária	(10)	-	-	-	(10)
Ebitda ajustado	**1.340**	**(114)**	**4**	**202**	**1.432**
Margem Ebitda ajustada	**56,9%**	**(53,5%)**	**2,2%**	**-**	**52,1%**
Variação					
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(170)	315	(4)	118	259
Depreciação e amortização	(24)	3	-	-	(21)
Ebitda	**(194)**	**318**	**(4)**	**118**	**238**
Impairment, líquido	88	-	-	-	88
Alienação de subsidiária	10	-	-	-	10
Ebitda ajustado	**(96)**	**318**	**(4)**	**118**	**336**
Margem Ebitda ajustada	**0,7 p.p.**	**138,9 p.p.**	**(2,2 p.p.)**	**-**	**18,2 p.p.**

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

Entre o 3T23 e o 3T22, o Ebitda ajustado aumentou R$ 336 milhões (23,5%), passando de R$ 1.432 milhões no 3T22 para **R$ 1.768 milhões no 3T23**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 318 milhões (278,9%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (ii) R$ 118 milhões (58,4%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG. Os referidos impactos positivos foram parcialmente atenuados pelos seguintes **efeitos negativos**: (iii) R$ 96 milhões (7,2%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (ii) R$ 4 milhões (100,0%) oriundos do segmento de *trading* de energia.

Ebitda[1] e Margem Ebitda ajustados



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

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes: (i) R$ 195 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) R$ 134 milhões de acréscimo do resultado de construção; e (iii) queda de R$ 12 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos), em decorrência do aumento dos custos.

Adicionalmente, o Ebitda foi impactado negativamente pelo segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (iii) acima, cujos efeitos negativos, foram: (i) R$ 202 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 55 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (iii) R$ 30 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com efeitos positivos: (iv) queda de R$ 101 milhões nas compras de energia; (v) crescimento de R$ 59 milhões da receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; e (vii) redução de R$ 31 milhões decorrente de menor consumo de combustível próprio.

Considerando os efeitos não recorrentes de *impairment* líquido e alienação de subidiária, ocorridos nos trimestres em questão, o Ebitda aumentou R$ 238 milhões (16,2%), passando de R$ 1.469 milhões no 3T22 para R$ 1.707 milhões no 3T23.

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

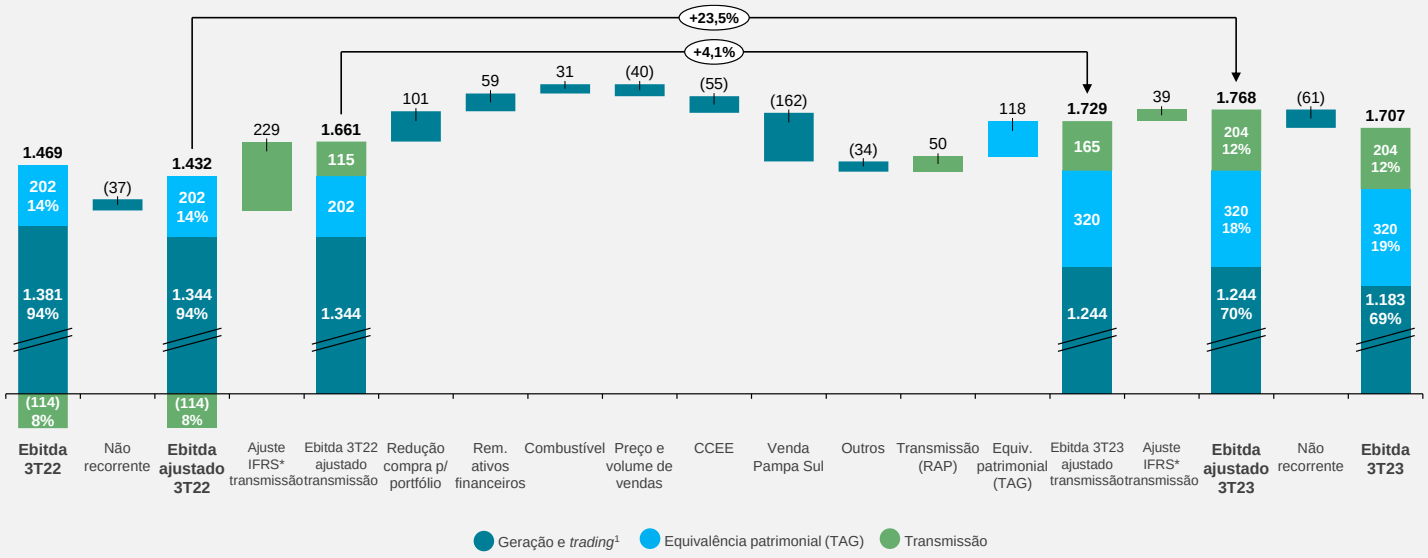
A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 18,2 p.p., passando de 52,1% no 3T22 para 70,3% no 3T23.

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)	3T23	3T22	Var. %	9M23	9M22	Var. %
Lucro líquido recorrente	867	734	18,1	2.482	1.774	39,9
(+) Imposto de renda e contribuição social	282	199	41,7	770	452	70,4
(+) Resultado financeiro	326	283	15,2	1.538	2.088	(26,3)
(+) Depreciação e amortização	232	253	(8,3)	690	762	(9,4)
Ebitda	**1.707**	**1.469**	**16,2**	**5.480**	**5.076**	**8,0**
Efeitos não recorrentes						
(+) (Reversão) provisão de *impairment*, líquida	61	(27)	(325,3)	(1.140)	45	(2.620,9)
(+) Alienação de subsidiária	-	(10)	(100,0)	1.289	84	1.434,5
Ebitda ajustado	**1.768**	**1.432**	**23,5**	**5.629**	**5.205**	**8,1**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(204)	114	(278,9)	(542)	(388)	39,7
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	165	115	43,5	442	221	100,0
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão	**1.729**	**1.661**	**4,1**	**5.529**	**5.038**	**9,7**

Evolução do Ebitda

R$ milhões



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

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	3T23	3T22	Variação	9M23	9M22	Variação
Renda de aplicações financeiras	115	137	(22)	301	410	(109)
Outras receitas financeiras	9	15	(6)	52	44	8
Total receitas financeiras	**124**	**152**	**(28)**	**353**	**454**	**(101)**
Dívida:						
Juros	(217)	(349)	132	(812)	(1.131)	319
Atualização monetária	(66)	35	(101)	(536)	(672)	136
Outras despesas financeiras, líquidas	(29)	(66)	37	(117)	(160)	43
Total despesas financeiras	**(312)**	**(380)**	**68**	**(1.465)**	**(1.963)**	**498**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(14)	63	(77)	(60)	(235)	175
Atualização a valor presente	(124)	(118)	(6)	(366)	(344)	(22)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(138)**	**(55)**	**(83)**	**(426)**	**(579)**	**153**
Resultado financeiro	**(326)**	**(283)**	**(43)**	**(1.538)**	**(2.088)**	**550**

Receitas financeiras: no 3T23, as receitas financeiras atingiram R$ 124 milhões, R$ 28 milhões ou 18,4% abaixo dos R$ 152 milhões auferidos no 3T22, substancialmente, pela redução de R$ 22 milhões na receita com aplicações financeiras. A redução foi motivada, principalmente, pela redução dos saldos de aplicações financeiras nos trimestres em questão e pelo leve decréscimo do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 3T23 foram de R$ 312 milhões, isto é, R$ 68 milhões ou 17,9% abaixo das registradas no 3T22, que foram de R$ 380 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes da redução de R$ 31 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, devido à queda de R$ 132 milhões em juros sobre a dívida, em virtude da liquidação de instrumentos de dívida em montantes significativos ao longo do ano de 2022, atenuada pelo aumento de R$ 101 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência do aumento dos índices inflacionários.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar aumentaram em R$ 83 milhões (150,9%), atingindo R$ 138 milhões no 3T23 em contrapartida aos R$ 55 milhões no 3T22, em virtude dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 77 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IPCA e do IGPM entre os trimestres, destaca-se que o IPCA no 3T22 e o IGPM em ambos os trimestres apresentaram deflação; e (ii) R$ 6 milhões de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

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

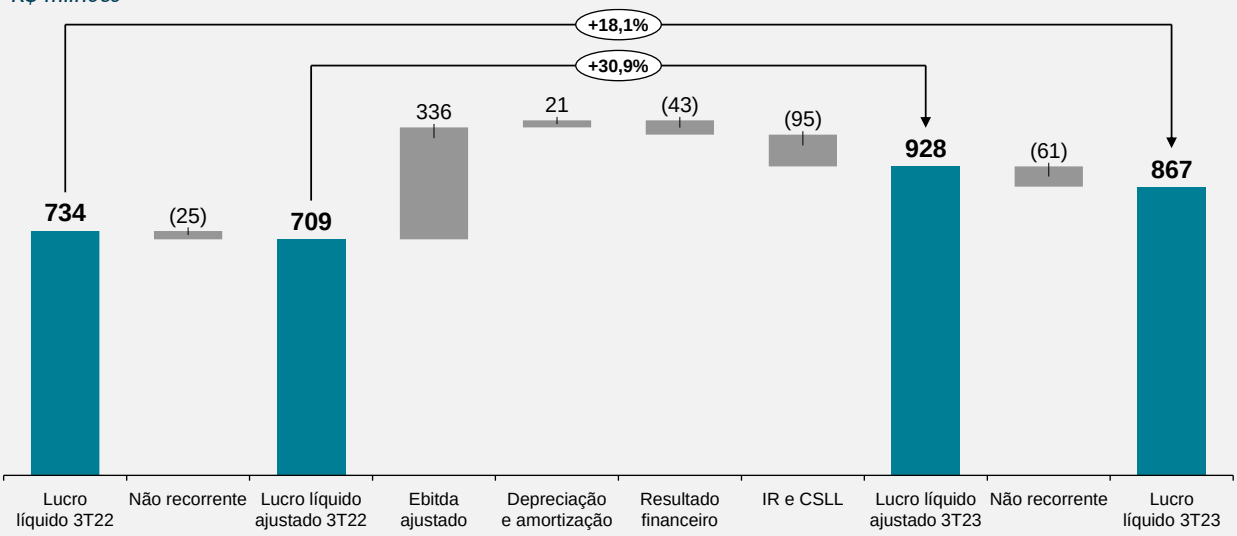
O valor apurado de **IR e CSLL no 3T23 foi R$ 282 milhões**, variação de R$ 83 milhões (41,7%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2022, o qual foi R$ 199 milhões. As variações foram motivadas, principalmente, pelo aumento do lucro antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 95 milhões (50,8%) entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 3T23 foi de R$ 867 milhões, R$ 133 milhões ou 18,1% maior do que os R$ 734 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 336 milhões no Ebitda ajustado; (ii) aumento de R$ 95 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; (iii) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido negativo de R$ 86 milhões; (iv) efeito negativo de R$ 43 milhões do resultado financeiro líquido; e (v) redução de R$ 21 milhões da depreciação e amortização. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido aumentou em R$ 219 milhões (30,9%) entre os trimestres em comparação.

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



Endividamento

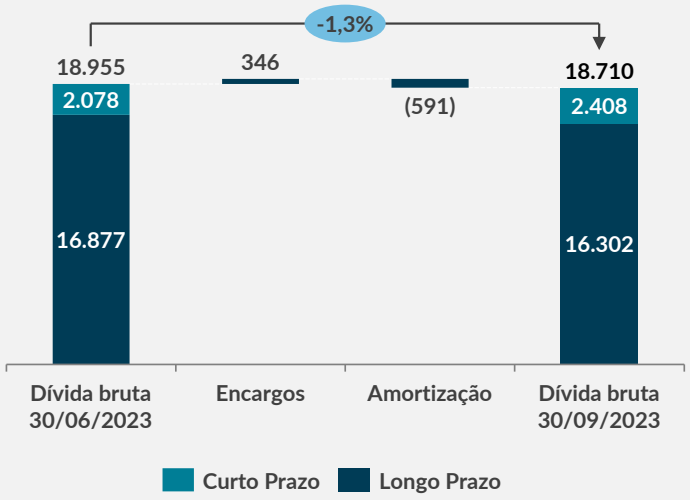
Em 30 de setembro de 2023, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 18.710 milhões — redução de 1,3%** (R$ 245 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2023. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 3T23 era de **7,5 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 3T23: (i) geração de R$ 346 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (ii) R$ 591 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T23 **foi 10,7%** — equivalente a IPCA + 5,2% — **1,6 p.p. abaixo do registrado no fim do 3T22** (12,3% — equivalente a IPCA + 4,8%). A redução em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à desaceleração do IPCA no período.

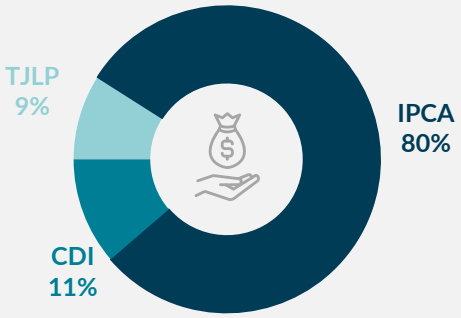
Dívida Bruta

R$ milhões



Em 30 de setembro 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$ 15.335 milhões, aumento de 10,4%** em relação ao registrado ao fim do 2T23. Importante ressaltar que a Companhia pagou o montante de R$ 1.455 bilhão em dividendos no 3T23.

Composição da Dívida

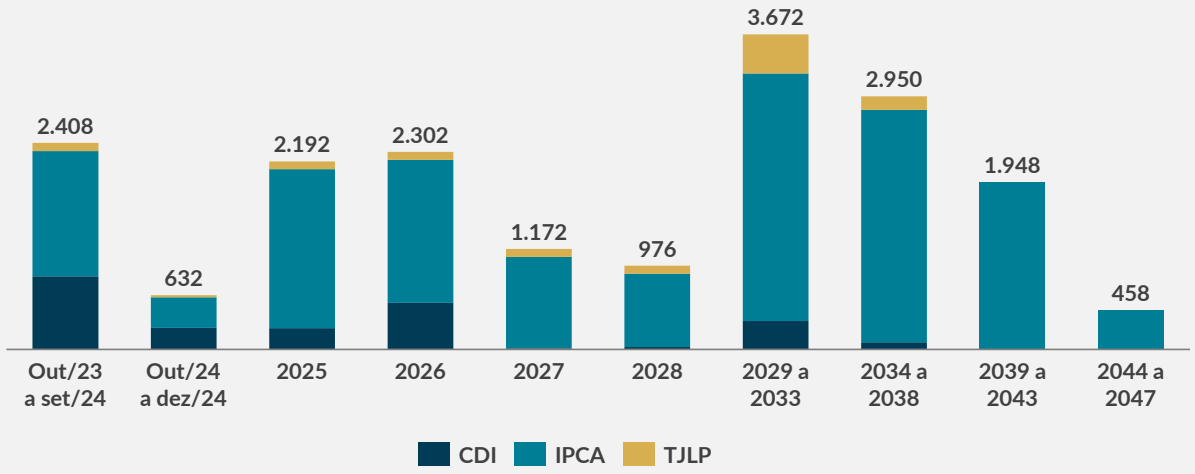


Dívida Líquida

R$ milhões	30/09/2023	30/06/2023	Var. %
Dívida bruta	18.506	18.673	(0,9)
Resultado de operações de *hedge*	204	282	(27,7)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(290)	(311)	(6,8)
Caixa e equivalentes de caixa	(3.085)	(4.754)	(35,1)
Dívida líquida total	**15.335**	**13.890**	**10,4**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,1X**	**2,0X**	

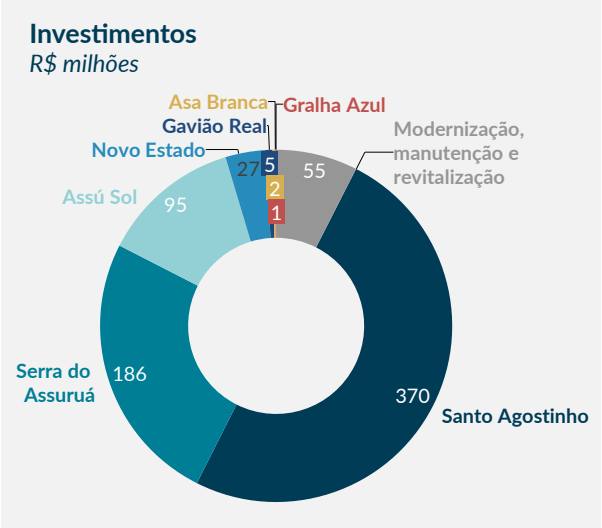
Cronograma de Vencimento da Dívida

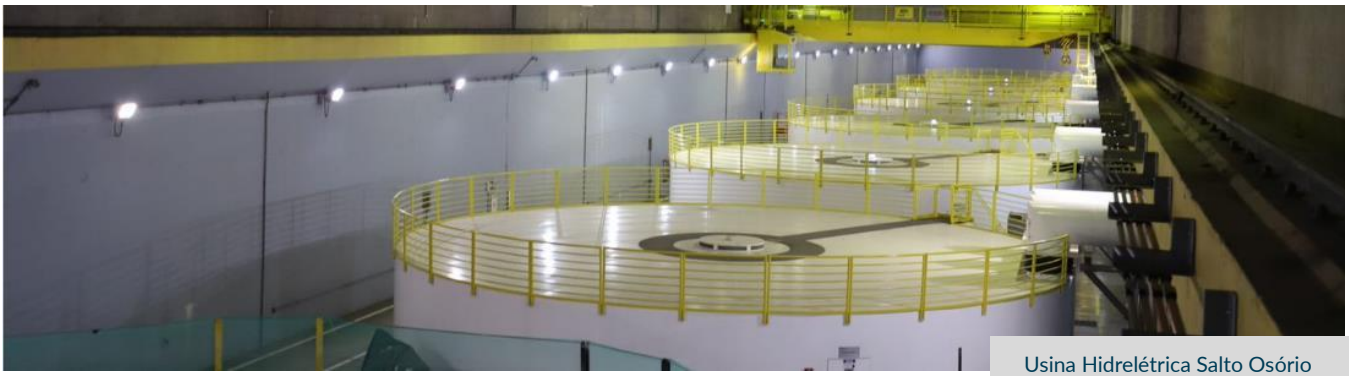
R$ milhões



Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T23 foram de R$ 741 milhões, dos quais: (i) R$ 686 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R$ 370 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (i.ii) R$ 186 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (i.iii) R$ 95 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (i.iv) R$ 27 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (i.v) R$ 5 milhões na Gavião Real Transmissora de Energia; (i.vi) R$ 2 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia; e (i.vii) R$ 1 milhão no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (ii) R$ 13 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 42 milhões para projetos de modernização: R$ 25 milhões na Usina Hidrelétrica Salto Osório; R$ 14 milhões na Usina Hidrelétrica Miranda; e R$ 3 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguara.





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".

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 30 de setembro de 2023, das 76 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 82,0% da capacidade total operada pela Companhia.

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

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

Jornada pelo Clima

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

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

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

Comitê de Sustentabilidade

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

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

Destaques do Trimestre

- O Conjunto Eólico Trairi, localizado no estado do Ceará, concluiu de forma bem-sucedida sua primeira **emissão de créditos de carbono** em quatro das oito Centrais Eólicas que compõem o Conjunto. Foram emitidos **1.238.487 créditos**, obtidos no período de 2013 a 2020. Cada crédito equivale a uma tonelada de gás carbônico não produzido. A conquista é mais um marco na estratégia de aceleração da transição energética da ENGIE Brasil Energia.
- Para aumento do engajamento e do envolvimento de todos os colaboradores com o Propósito da Companhia, foi lançado o **Programa de Voluntariado** da ENGIE Brasil Energia, que visa coordenar e potencializar as atuais ações que já são executadas, seja por iniciativa corporativa, seja por iniciativa dos próprios colaboradores.
- Foi proposto aos colaboradores o primeiro **Desafio de Inovação Interna, dentro do contexto do programa "Jornada Pelo Clima"**, inspirando os colaboradores durante os dois meses de duração da campanha a apresentar ideias inovadoras que gerem diminuições de emissões na Companhia ou melhorias de gestão do tema. Foram apresentadas 70 ideias, oriundas de 10 diferentes ativos da Companhia.
- Também relacionado à inovação, a ENGIE Brasil Energia recebeu, pela primeira vez, ***royalties* pela venda dos aerogeradores desenvolvidos em parceria com a WEG** - empresa brasileira especializada na fabricação de equipamentos elétricos - no âmbito do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (Programa da Aneel) do primeiro aerogerador nacional de grande porte, com 4,2MW de potência.
- Após processo de auditoria externa conduzida pelo Bureau Veritas Certification, foi recomendada a **manutenção do Sistema Integrado de Gestão**, englobando a ISO 9001 (qualidade), ISO 14001 (gestão ambiental) e ISO 45001 (saúde e segurança do trabalho). A certificação se aplica a todas as Usinas Hidrelétricas da Companhia e à Sede, englobando 87,7% dos colaboradores da Companhia, mas os procedimentos e controles se aplicam igualmente a operações não certificadas.
- O Diálogo com *Stakeholders*, programa de escuta estruturada realizado nas comunidades das quais fazemos parte, no entorno de nossas operações, levantou uma série de problemas locais a serem enfrentados, dentre eles, o alto índice de desemprego entre jovens. Visando contribuir com a melhoria desse cenário, a Companhia, em parceria com a Cubos Academy, ofereceu **cinco mil vagas gratuitas para cursos de tecnologia** (cursos introdutórios de Desenvolvimento de Software, Design UX/UI, Análise de Dados e Product Management) para esse público. Além dos cursos introdutórios à tecnologia, destaque para o desenvolvimento de habilidades que auxiliarão os participantes a reconhecerem o perfil esperado das profissões de tecnologia, apoio a preparação de entrevistas de emprego e currículo.

- Como uma iniciativa do Programa de Diversidade da ENGIE Brasil Energia, que visa à atração, retenção e aceleração das carreiras femininas, a Companhia promoveu o curso **"Por Dentro do Setor Elétrico: Incentivando Futuras Engenheiras no Mercado de Energia",** em parceria com a Head Energia, destinado a 100 mulheres estudantes e recém-formadas em engenharia, especialmente nas comunidades das quais fazemos parte. Este é o segundo ano da iniciativa.
- Criada com o objetivo de intensificar a divulgação da Lei Maria da Penha, a campanha **Agosto Lilás** previu diversas ações para enfrentamento à violência doméstica e familiar contra a mulher. Para tratar desse tema, o Instituto Maria da Penha e a ENGIE Brasil Energia organizaram uma jornada por Santa Catarina para sensibilização, em uma ação realizada em conjunto por 15 empresas no estado. A jornada passou por cinco municípios catarinenses e conscientizou cerca de 700 pessoas no mês de agosto.



Evento de conscientização relacionado ao Agosto Lilás

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 3T23 e 3T22, associando cada indicador aos da GRI *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade

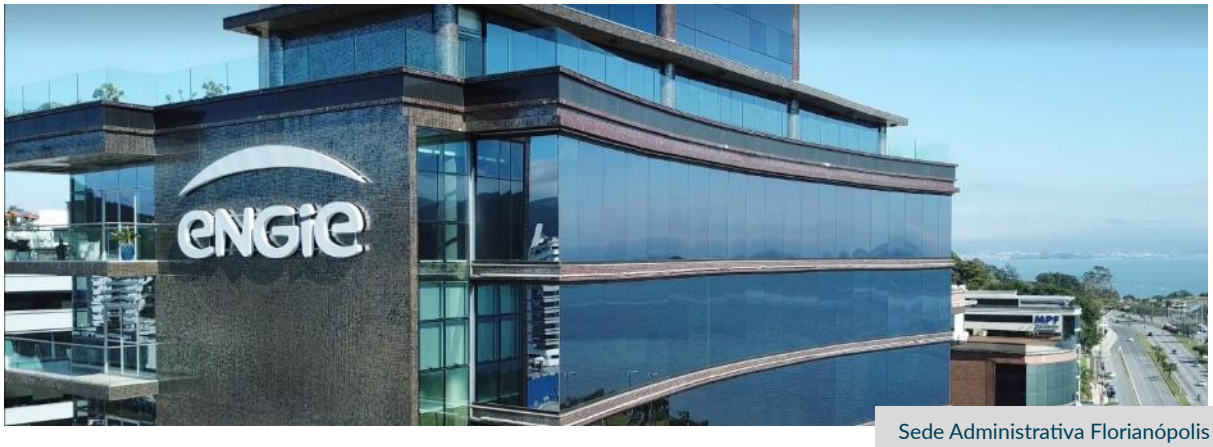
Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 3T23	Desempenho 3T22	Variação	Desempenho 9M23	Desempenho 9M22	Variação
E	Intensidade de emissões [2]	$tonCO_2e/MWh$	0,0048	0,0228	-79,0%	0,0114	0,0238	-52,2%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida [2]	tCO2e/milhões R$	21,4	123,1	-82,6%	42,8	89,20	-52,0%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) [2]	Toneladas	58.821,8	309.426,1	-81,0%	376.998,2	716.952,7	-47,4%
	Intensidade de consumo de água [2]	m^3/MWh	0,0456	0,1008	-54,8%	0,0505	0,1025	-50,7%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	48.887	47.542	2,8%	97.327	123.367	-21,1%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,66	1,08	-0,42 p.p.	1,06	1,12	-0,06 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,80	1,23	-0,43 p.p.	1,37	1,30	0,07 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	13,7%	8,0%	5,7 p.p.	95,3%	81,6%	13,7 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,6%	1,6%	0,0 p.p.	10,0%	11,5%	-1,5 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,7%	0,5%	0,2 p.p.	3,0%	3,6%	-0,6 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	3.154.843	2.974.740	6,1%	5.131.377	6.065.990	-15,4%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	1.334.595	534.691	149,6%	3.078.768	2.336.964	31,7%
G	Investimento em Inovação	R$	16.044.634	15.173.976	5,7%	57.183.603	37.861.691	51,0%
	Total de colaboradores [2]	Pessoas	1.095	1.207	-9,3%	1.095	1.207	-9,3%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001) [2]	%	87,7%	74,9%	12,8 p.p.	87,7%	74,9%	12,8 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	28,8%	25,8%	3,0 p.p.	28,8%	25,8%	3,0 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	26,6%	22,8%	3,8 p.p.	26,6%	22,8%	3,8 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,8%	3,3%	1,5 p.p.	4,8%	3,3%	1,5 p.p.

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

Governança Corporativa

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

O sistema de controles internos é baseado nas melhores práticas de mercado e fundamenta-se na técnica de autoavaliação (*self-assessment*), onde todas as áreas da Companhia possuem profissionais capacitados para avaliar, anualmente, os processos e controles relevantes nas suas áreas de atuação. Atualmente, o **Programa de Controles Internos é composto por 12 processos e 41 subprocessos com sua eficiência regularmente testados por auditoria independente e certificada pela Administração**. Qualquer desvio identificado em algum dos controles estabelecidos é prontamente tratado por meio de planos de ação gerenciados pelas áreas da organização envolvidas e pela equipe de controles internos. 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, subordinado ao Conselho de Administração, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2021, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção**: iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento. A Companhia também é certificada pela ISO 37001, que avalia os requisitos e fornece orientação para estabelecer, implementar, manter, revisar e melhorar o sistema de gestão antissuborno corporativo.

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

Com o terceiro trimestre marcado pela alta das taxas de juros nos Estados Unidos e a crise do mercado imobiliário juntamente à previsão de crescimento menor na China, as bolsas internacionais foram pressionadas, fechando em queda no período. No Brasil, a divulgação de dados sobre queda da taxa de desemprego e melhora na estimativa de crescimento da economia em 2023, afetou positivamente o Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) no final do trimestre. No entanto, fechou o trimestre acumulando perdas, ainda pelos receios sobre o cenário fiscal e pela influência do mercado internacional, que gerou êxodo de investidores estrangeiros da bolsa brasileira.

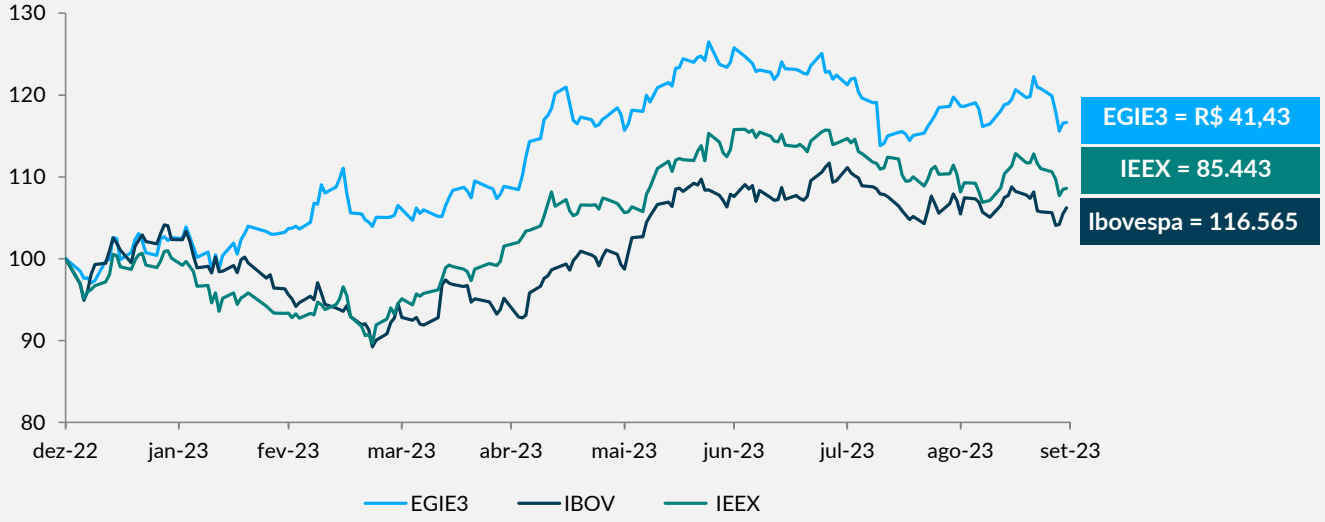
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram decréscimo de 7,2%, no 3T23, acompanhando as desvalorizações de 6,2% e 1,3% do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e do Ibovespa, respectivamente. Apesar da queda registrada pelas ações da Companhia no trimestre em análise, no acumulado de 2023 seu desempenho tem superado os índices supracitados, acumulando valorização de 16,7%, frente aos 8,6% do IEEX e 6,2% do Ibovespa.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 58,3 milhões no 3T23, 19,8% abaixo do registrado no 3T22, quando atingiu R$ 72,6 milhões.

No último pregão de setembro de 2023, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 41,43/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 33,8 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX

(Base 100 – 31/12/2022)





Usina Hidrelétrica Passo Fundo

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 58,3 milhões no 3T23 e a cotação encerrou o trimestre em R$ 41,43/ação.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	30/09/2023	31/12/2022
Ativo Circulante	**6.324.336**	**7.378.528**
Caixa e equivalentes de caixa	3.085.251	2.235.887
Contas a receber de clientes	1.045.525	1.143.117
Crédito de imposto de renda e contribuição social	230.517	181.438
Estoques	61.847	59.313
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	114.944	209.928
Depósitos vinculados	35.690	34.527
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	375.658	363.802
Ativo de contrato	615.106	558.179
Outros ativos circulantes	740.132	244.470
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	2.332.778
Ativo Não Circulante	**33.073.065**	**30.808.224**
Realizável a Longo Prazo	**9.844.773**	**9.469.898**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	-	31.981
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	58.851	45.638
Depósitos vinculados	297.671	235.970
Depósitos judiciais	58.601	71.435
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	59.101	70.418
Ativo financeiro de concessão	2.939.769	2.856.475
Ativo de contrato	6.118.306	5.895.776
Outros ativos não circulantes	312.474	262.205
Investimentos	**3.675.215**	**3.006.423**
Imobilizado	**15.150.823**	**14.025.476**
Intangível	**4.238.217**	**4.134.944**
Direito de uso de arrendamentos	**164.037**	**171.483**
Total	**39.397.401**	**38.186.752**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/09/2023	31/12/2022
Passivo Circulante	**5.807.371**	**5.890.219**
Fornecedores	610.898	511.408
Dividendos e juros sobre o capital próprio	777.618	181.104
Empréstimos e financiamentos	1.183.281	979.862
Debêntures	995.684	565.958
Ações preferênciais resgatáveis	172.375	107.148
Arrendamentos a pagar	21.802	23.990
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	764.385	406.871
Imposto de renda e contribuição social a pagar	104.476	143.288
Outras obrigações fiscais e regulatórias	117.844	120.970
Obrigações trabalhistas	131.901	153.809
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	102.366	189.932
Provisões	1.564	4.144
Obrigações com benefícios de aposentadoria	33.739	54.015
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	-	2.005.671
Outros passivos circulantes	789.438	442.049
Passivo Não Circulante	**24.197.757**	**23.856.361**
Empréstimos e financiamentos	11.285.731	10.930.652
Debêntures	4.390.957	4.880.587
Ações preferênciais resgatáveis	478.223	476.918
Arrendamentos a pagar	132.090	131.708
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.688.323	4.849.081
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	49.422	31.527
Provisões	498.305	425.659
Obrigações com benefícios de aposentadoria	256.471	218.959
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.057.079	1.505.352
Outros passivos não circulantes	361.156	405.918
Patrimônio Líquido	**9.392.273**	**8.440.172**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(156.743)
Reservas de lucros	2.381.683	2.381.683
Dividendos adicionais propostos	-	1.455.160
Ajustes de avaliação patrimonial	(421.457)	(146.226)
Lucros acumulados	1.750.500	-
Participação de acionista não controlador	955.442	3.650
Total	**39.397.401**	**38.186.752**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	3T23	3T22	Var. %	9M23	9M22	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.513.512**	**2.746.625**	**-8,5**	**8.036.793**	**8.805.191**	**-8,7**
Custos Operacionais	**(1.194.657)**	**(1.658.589)**	**-28,0**	**(3.506.038)**	**(4.622.632)**	**-24,2**
Compras de energia	(497.181)	(658.552)	-24,5	(1.474.290)	(1.818.840)	-18,9
Transações no mercado de energia de curto prazo	(46.821)	(31.441)	48,9	(161.036)	(146.286)	10,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(168.839)	(162.118)	4,1	(500.696)	(460.422)	8,7
Combustíveis para geração	(1)	(30.571)	-100,0	(66.032)	(80.432)	-17,9
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(49.815)	(50.475)	-1,3	(103.726)	(105.244)	-1,4
Pessoal	(57.298)	(52.325)	9,5	(186.300)	(141.462)	31,7
Materiais e serviços de terceiros	(98.298)	(105.490)	-6,8	(298.669)	(293.393)	1,8
Depreciação e amortização	(221.731)	(243.950)	-9,1	(659.953)	(735.412)	-10,3
Seguros	(23.692)	(18.458)	28,4	(62.336)	(55.746)	11,8
Reversão de provisões operacionais líquidas	(1.656)	1.316	-225,8	2.920	34.052	-91,4
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(6.221)	(315.756)	-98,0	(196.062)	(775.961)	-74,7
Extensão de prazo de concessão	-	-	0,0	239.297	-	100,0
Outros	(23.104)	9.231	-350,3	(39.155)	(43.486)	-10,0
Lucro Bruto	**1.318.855**	**1.088.036**	**21,2**	**4.530.755**	**4.182.559**	**8,3**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(164.080)**	**(73.962)**	**121,8**	**(516.351)**	**(403.169)**	**28,1**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(102.058)	(90.111)	13,3	(302.566)	(253.043)	19,6
Impairment , líquido	(61.223)	27.076	-326,1	1.139.892	(45.222)	-2.620,7
Alienação de subsidiária	-	9.912	-100,0	(1.289.063)	(84.518)	1.425,2
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(799)	(20.839)	-96,2	(64.614)	(20.386)	217,0
Resultado de Participações Societárias	**320.353**	**201.736**	**58,8**	**775.707**	**534.139**	**45,2**
Equivalência patrimonial	320.353	201.736	58,8	775.707	534.139	45,2
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.475.128**	**1.215.810**	**21,3**	**4.790.111**	**4.313.529**	**11,0**
Resultado Financeiro	**(326.408)**	**(282.532)**	**15,5**	**(1.538.682)**	**(2.087.537)**	**-26,3**
Receitas financeiras	123.561	151.836	-18,6	352.712	453.722	-22,3
Despesas financeiras	(311.853)	(379.276)	-17,8	(1.465.641)	(1.962.084)	-25,3
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(138.116)	(55.092)	150,7	(425.753)	(579.175)	-26,5
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.148.720**	**933.278**	**23,1**	**3.251.429**	**2.225.992**	**46,1**
Imposto de renda	(200.628)	(137.912)	45,5	(544.845)	(308.931)	76,4
Contribuição social	(81.452)	(61.071)	33,4	(225.077)	(143.120)	57,3
Lucro Líquido do Exercício	**866.640**	**734.295**	**18,0**	**2.481.507**	**1.773.941**	**39,9**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	867.279	733.869	18,2	2.481.689	1.772.851	40,0
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética e Maracanã	(639)	426	-250,0	(182)	1.090	-116,7
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**1,0629**	**0,8994**	**18,2**	**3,0416**	**2,1728**	**40,0**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	9M23	9M22
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.251.429	2.225.992
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(775.707)	(534.139)
Depreciação e amortização	690.923	762.360
(Reversão) constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líc	(1.139.892)	45.222
Juros e variação monetária	1.353.425	1.819.052
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	425.753	579.175
Alienação de subsidiária	1.289.063	84.518
Extensão do prazo de concessão	(239.297)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(359.375)	(365.458)
Remuneração de ativo de contrato	(633.611)	(558.571)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	12.100	4.546
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(185.004)	(600.821)
Perdas por ineficiência na construção	16.457	173.074
Outros	67.379	27
Lucro Ajustado	**3.773.643**	**3.634.977**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	118.350	(81.711)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	23.129	(8.709)
Depósitos vinculados e judiciais	17.136	9.664
Ativo financeiro de concessão	264.225	240.471
Ativo de contrato	459.138	218.150
Outros ativos	(166.219)	(27.619)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(669)	(51.013)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(17.047)	9.187
Obrigações trabalhistas	(22.113)	(32.641)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(37.209)	(30.917)
Outros passivos	84.231	(371.561)
Caixa Gerado pelas Operações	**4.496.595**	**3.508.278**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(830.147)	(789.851)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(313.133)	(389.040)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**3.353.315**	**2.329.387**
Atividades de Investimento	**(1.682.648)**	**(1.396.495)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	211.250	227.500
Aquisição de subsidiárias	-	(659.959)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	-	199.870
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.601.003)	(949.228)
Alienação de subsidiárias	-	16.801
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(2.075)	-
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	50.934	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(107.999)	(16.996)
Pagamento de parcelas de concessões	(233.049)	(214.762)
Outros	(706)	279
Atividades de Financiamento	**(821.303)**	**(2.324.354)**
Captação de instrumentos de dívida	1.003.676	788.790
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(1.129.247)	(1.914.703)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.617.159)	(1.242.062)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(31.887)	43.621
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	953.314	-
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**849.364**	**(1.391.462)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	2.235.887	5.156.406
Saldo final	3.085.251	3.764.944
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**849.364**	**(1.391.462)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	211.250	227.500
Dividendos intercalares, JSCP e dividendos adicionais creditados	2.223.700	1.767.471
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	6.295	11.684
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	10.027	10.027
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	255.366
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	31.397	-
Crédito de imposto de renda e contribuição social	81.378	(43.392)
Fornecedores de imobilizado e intangível	71.887	33.158
Ativos líquidos de controlada transferida para ANCMV	-	247.756
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	499.414
Constituição de reserva de capital	19.800	192.449
Provisão de custo de alienação de subsidiária	19.000	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	213	1.127

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

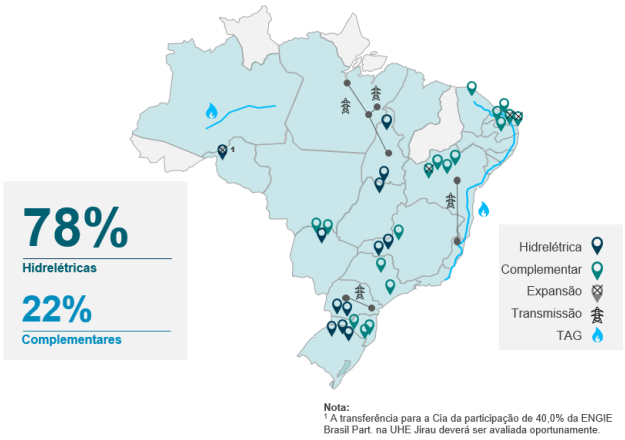
FACT SHEET 3T23

Visão Geral

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

Em 30.09.2023, seu valor de mercado era de R$ 33,8 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **8.194,0 MW**, composta por **76 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas 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

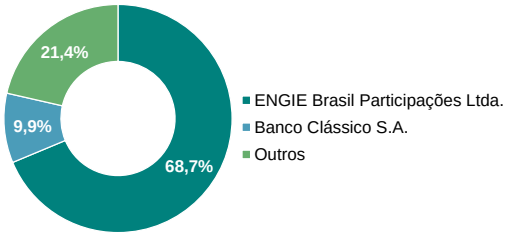


Nota:
[1] A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

Capacidade instalada própria de geração de energia de 8.194,0 MW (4.064,2 MWm), 4.500 Km de gasodutos e 2.709 Km de linhas de transmissão em operação.

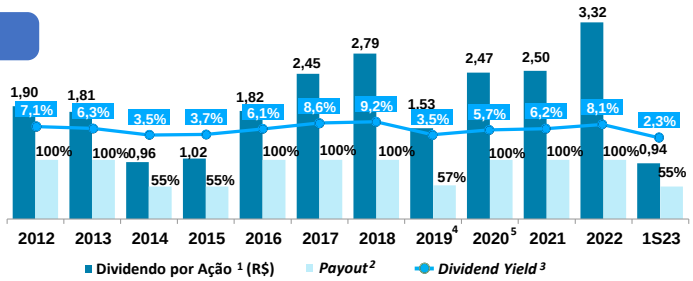
Composição Acionária

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.*

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

ANEXO 5

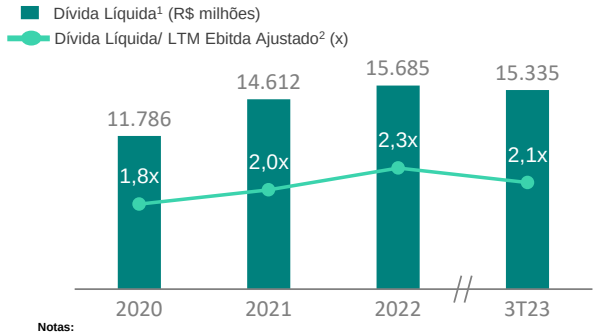
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 3T23

Consolidado (Valores em R$ milhões)	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.514	2.747	-8,5%	8.037	8.805	-8,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.475	1.216	21,3%	4.790	4.314	11,0%
Ebitda [1]	1.707	1.469	16,2%	5.480	5.076	8,0%
Ebitda ajustado [2]	1.768	1.432	23,5%	5.629	5.205	8,1%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.729	1.661	4,1%	5.529	5.038	9,7%
Ebitda / ROL - (%) [1]	67,9	53,5	14,4 p.p.	68,2	57,6	10,6 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	70,3	52,1	18,2 p.p.	70,0	59,1	10,9 p.p.
Lucro Líquido	867	734	18,1%	2.482	1.774	39,9%
Lucro Líquido ajustado	928	709	30,9%	2.615	1.860	40,6%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	37,0	33,2	3,8 p.p.	37,0	33,2	3,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	21,0	22,0	-1,0 p.p.	21,0	22,0	-1,0 p.p.
Dívida Líquida [6]	15.335	14.980	2,4%	15.335	14.980	2,4%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.597	6.111	-8,4%	4.408	4.653	-5,3%
Energia Vendida (MW médios) [8]	3.883	4.285	-9,4%	4.138	4.288	-3,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	223,97	224,41	-0,2%	225,49	223,76	0,8%
Número de Empregados - Total	1.137	1.253	-9,3%	1.137	1.253	-9,3%
Empregados EBE	1.116	1.185	-5,8%	1.116	1.185	-5,8%
Empregados em Projetos em Construção	21	68	-69,1%	21	68	-69,1%

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

Endividamento (R$ milhões)



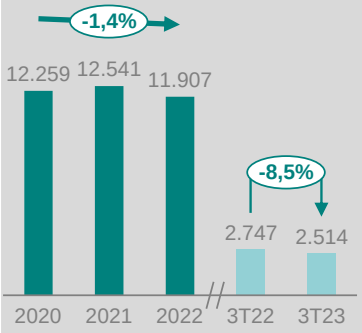
Notas:
[1] Dívida líquida de operações de *hedge*.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Ratings

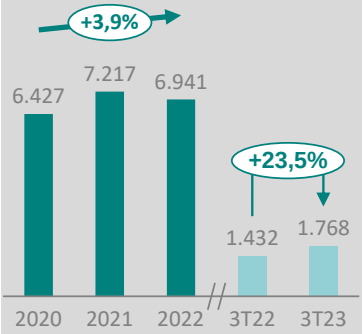
A ENGIE Brasil Energia é avaliada periodicamente pela Fitch Ratings. Em 2023, a agência reafirmou o ***Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)'**, com perspectiva estável e elevou o ***Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira para 'BB+'**, também com perspectiva estável.

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

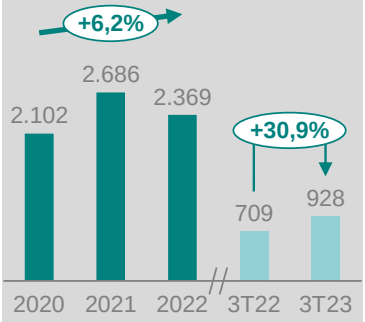
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



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