EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 1T22

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Malta
Diretor Financeiro

Rafael Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
Tel.: (48) 3221-7225

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

Dia 6/05/2022 às 11:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 34.

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

Florianópolis (SC), 5 de maio de 2022. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Primeiro Trimestre, encerrado em 31 de março de 2022 (1T22). 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.

IBOVESPA B3
IGC-NM B3
ITAG B3
ISE B3

ENGIE Brasil Energia encerra o 1T22 com lucro líquido de R$ 645 milhões e Ebitda de R$ 1.891 milhões, 21,9% e 8,8% acima do registrado no 1T21, respectivamente.

Obras de implantação dos projetos avançam para 99,8% em Gralha Azul, 92,6% em Novo Estado e 14,5% em Santo Agostinho.



Conjunto Eólico Trairi

DESTAQUES

- A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 3.062 milhões** no 1T22, 5,8% (R$ 188 milhões) abaixo do montante apurado no 1T21.
- O **Ebitda**[1] registrado no 1T22 foi de **R$ 1.891 milhões**, aumento de 8,8% (R$ 153 milhões) em comparação ao 1T21. A **margem Ebitda** foi de **61,8%** no 1T22, acréscimo de 8,3 p.p. em relação 1T21.
- O **lucro líquido** foi de **R$ 645 milhões** (R$ 0,7902/ação) no 1T22, valor 21,9% (R$ 116 milhões) acima do alcançado no 1T21.
- O **preço médio dos contratos** de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 225,35/MWh** no 1T22, valor 9,9% superior ao registrado no 1T21.
- A quantidade de **energia vendida** no 1T22, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.169 GWh (**4.245 MW médios**), volume 1,0% superior ao comercializado no 1T21.
- Concluída a operação de aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, **acrescentando 59,1 MW médios** ao parque gerador Companhia.
- No 1T22, entraram em operação as linhas de transmissão Ponta Grossa – Ivaiporã C1 e C2 e Ponta Grossa – Bateias C1 e C2. Ao final do período, os ativos estavam gerando **77% da RAP total do projeto Gralha Azul**. Adicionalmente, em 3 de abril, entraram em operação comercial a LT Guarapuava Oeste – Areia e o seccionamento Eletrosul na subestação Guarapuava, elevando o percentual de RAP para 87%.
- A Fitch Ratings reafirmou a nota de crédito (*ratings*) Nacional de Longo Prazo e a atribuída às sexta, sétima e nona emissões de debêntures, em **'AAA(bra)'**, ambas com perspectiva estável. Os *ratings* internacionais de longo prazo em moeda estrangeira e local da Companhia também foram reafirmados, respectivamente, em **'BB' e 'BBB-'**, ambos com perspectiva negativa, em decorrência do limite imposto pelo *rating* soberano, contudo ainda um nível acima do mesmo.

RESUMO DOS INDICADORES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Consolidado (Valores em R$ milhões)	1T22	1T21	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.062	3.250	**-5,8%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.641	1.507	**8,9%**
Ebitda [1]	1.891	1.738	**8,8%**
Ebitda Ajustado [2]	1.878	1.738	**8,1%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	61,8	53,5	**8,3 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) Ajustada [2]	61,3	53,5	**7,8 p.p.**
Lucro Líquido	645	529	**21,9%**
Lucro Líquido Ajustado	636	529	**20,2%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	29,6	33,4	**-3,8 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	21,2	22,5	**-1,3 p.p.**
Dívida Líquida [5]	16.045	13.235	**21,2%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [6]	3.293	4.601	**-28,4%**
Energia Vendida (MW médios) [7]	4.245	4.205	**1,0%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [8]	225,35	205,13	**9,9%**
Número de Empregados - Total	1.216	1.600	**-24,0%**
Empregados EBE	1.129	1.472	**-23,3%**
Empregados em Projetos em Construção	87	128	**-32,0%**

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

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

[5] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de hedge.

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

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

[8] Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

EVENTOS SUBSEQUENTES

- Aprovada pela Assembleia Geral Ordinária de 28 de abril a distribuição de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, no valor de **R$ 549,8 milhões** (R$ 0,6738/ação), equivalente a **100% do lucro líquido ajustado de 2021**. As ações deverão ser negociadas ex-dividendos a partir de 12 de maio de 2022 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.
- Em 29 de abril, ocorreu o lançamento da edição de 2021 do Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia. Para acessar o conteúdo completo **clique aqui**.
- Entrou em operação a linha de transmissão Serra Pelada – Miracema C1 e C2, efetivando cerca de **50% da RAP** total do projeto **Novo Estado** até o início de maio.
- O Grupo ENGIE vem desenvolvendo estratégias de promoção do **Hidrogênio Verde e definiu a ENGIE Brasil Energia como o veículo para investimentos nesta fonte no Brasil**. A Companhia contará com uma estrutura interna dedicada ao tema. O país é considerado altamente competitivo para H_2, em especial devido à abundância de recursos naturais.
- Aprovada aquisição do projeto eólico Serra do Assuruá, com capacidade instalada aproximada de 880 MW, localizado em Gentio do Ouro, Noroeste do estado da Bahia, a 160 km dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, pelo valor máximo de aproximadamente R$ 265 milhões.


Conjunto Eólico Umburanas

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Entramos em 2022 celebrando a massiva redução dos casos graves de Covid-19, como resultado dos esforços múltiplos para vacinação da população, o que fortalece a atuação das empresas centradas na criação de valor sustentável, pois reduz os esforços extremos exigidos pelas incertezas de curto prazo. Nesse contexto, comemoramos o atingimento de 99,8% de colaboradores vacinados.

No setor elétrico, destacamos a recuperação do volume dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que terminaram o primeiro trimestre no melhor nível desde 2012 em quatro das cinco regiões do Brasil, segundo o ONS (Operador Nacional do Sistema). Essa condição, além de possibilitar a saída da bandeira vermelha, dá maior segurança ao mercado no atendimento da demanda.

A ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 3,1 bilhões, queda de 5,8% frente ao 1T21, motivada, principalmente, pela redução do ritmo da implantação dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. O Ebitda registrou aumento de 8,8%, atingindo R$ 1,9 bilhão no 1T22, com margem Ebitda de 61,8% (+8,3 p.p.). Já o lucro líquido teve um incremento de 21,9% em relação ao mesmo trimestre de 2021, alcançando R$ 645 milhões no 1T22, indicadores positivamente, principalmente, impactados pelo aumento de 9,9% do preço médio líquido de venda de energia, maior quantidade de energia vendida, redução de custos com combustível e de maior remuneração dos ativos financeiros de concessão.



Usina Hidrelétrica Estreito

Nossa previsão de investimentos para 2022 é de R$ 3,4 bilhões e no 1T22 os investimentos somaram R$ 1 bilhão. Nossa posição de caixa, na ordem de R$ 4,6 bilhões e a relação dívida líquida/Ebitda de 2,2x, mantêm a Companhia em condição financeira confortável, em linha com a disciplina financeira necessária para o crescimento projetado.

Evoluímos neste período na implantação dos nossos projetos, com destaque para o Sistema de Transmissão Gralha Azul, no Paraná, que alcançou geração de 77% da Receita Anual Permitida (RAP) a partir da energização das linhas de transmissão Ponta Grossa – Ivaiporã C1 e C2 e Ponta Grossa – Bateias C1 e C2, em março de 2022. Já em Novo Estado, as obras contabilizaram 93% de avanço, e a Receita Anual Permitida (RAP) chegou a 9% até o final do primeiro trimestre deste ano. No segmento de geração eólica, Santo Agostinho teve 15% de avanço geral nas obras no período e continua com previsão de entrada gradual em operação comercial até o final de 2022.

Direcionados pela visão e propósito do Grupo ENGIE de acelerar a transição energética, a saída dos ativos a carvão continua no foco dos nossos trabalhos em 2022, que inclui a expectativa de concretização da venda da Usina Termelétrica Pampa Sul até o final de 2022.

Em contrapartida, a substituição da capacidade de geração a partir de fontes térmicas por fontes renováveis continua fortalecida. Além disso, alinhado à vanguarda global do segmento, o Grupo ENGIE vem desenvolvendo estratégias de promoção do Hidrogênio Verde e definiu a ENGIE Brasil Energia como o veículo para investimentos nesta fonte no Brasil. A Companhia contará com uma estrutura interna dedicada ao tema. O país é considerado altamente competitivo para H_2, em especial devido à abundância de recursos naturais.

> **“Seguimos atentos às oportunidades de aquisição de ativos e desenvolvimento de novos projetos, bem como trabalhando para aumentar a presença da Companhia no segmento de transmissão, inclusive por meio de participação nos leilões previstos para o ano.”**

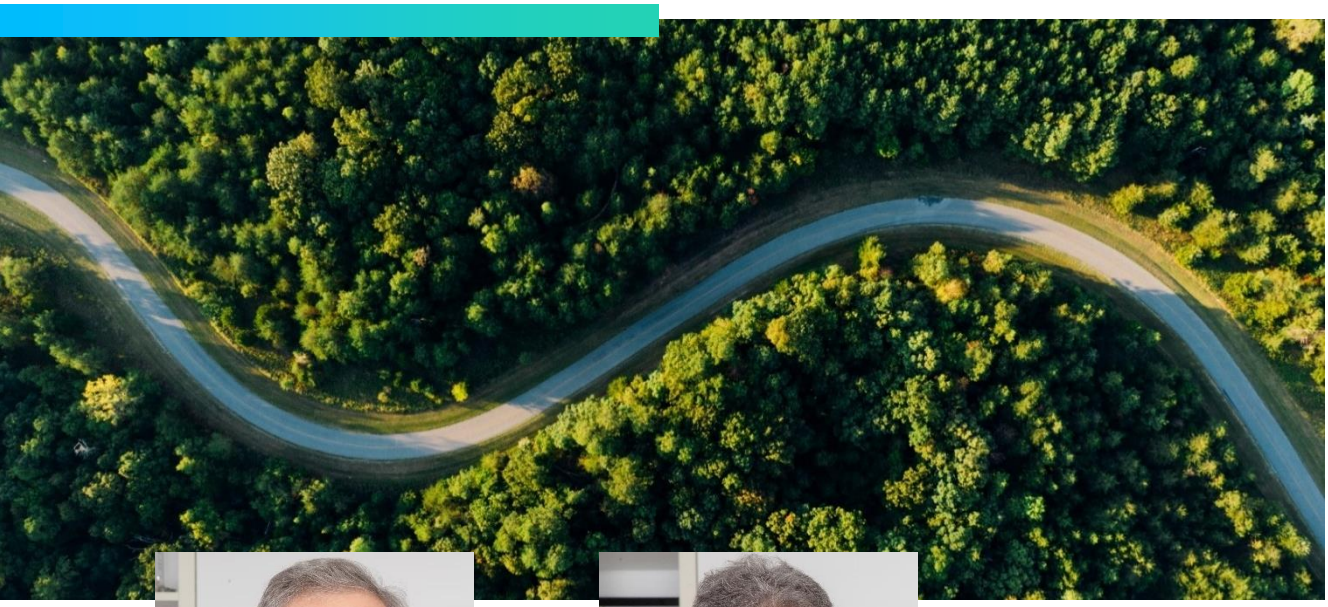
Em fevereiro, a ENGIE Brasil Energia concluiu a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu (MG) e Floresta (RN), totalizando 218 MW. Ambos os ativos pertenciam à Solaire Direct – empresa adquirida pelo Grupo ENGIE em 2015 – e a transação foi realizada seguindo a realização de todas as etapas de diligência e avaliação, desenvolvidas com o apoio das consultorias especializadas e de um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, instalado no âmbito do Conselho de Administração da Companhia.

Seguimos atentos às oportunidades de aquisições para fomentar nossas ambições de crescimento em longo prazo. Para isso, continuamos em busca de ampliar a carteira de projetos em estágio avançado desenvolvimento, que agora totaliza mais de 3 GW, considerando o incremento de 880 MW, do projeto eólico Serra do Assuruá, na Bahia, cuja aquisição foi aprovada pelo Conselho de Administração. Além disso, permanecemos trabalhando para aumentar a presença da Companhia no segmento de transmissão, inclusive por meio de participação nos leilões previstos para o ano.

Conectados ao planeta em que vivemos e às pessoas, em linha com as melhores práticas de transparência, lançamos o nosso **Relatório de Sustentabilidade de 2021**, que informa de maneira transparente a evolução de centenas de indicadores de desempenho ambiental, social e financeiro, demonstrando a governança e robustez das atividades da Companhia, presente em 23 estados e 76 usinas em todo o país. O documento também aborda nossas ações de enfrentamento às mudanças climáticas e demonstra o compromisso da nossa atuação pautada a partir da perspectiva dos *stakeholders*, o que determina o foco e a priorização das nossas ações de acordo com os impactos e oportunidades do negócio.

Estamos certos de que a escuta ativa e constante, junto aos públicos com os quais interagimos, aliada às premissas de gestão sustentável que permeiam todas as nossas atividades, assegura a legitimidade da nossa estratégia no longo prazo. Assim, transformamos nosso propósito em resultados positivos hoje, ao mesmo tempo em que estabelecemos direcionadores claros para o futuro.

Boa leitura!





Eduardo
Antonio Gori Sattamini

Diretor-Presidente e de Relações com Investidores



Marcelo
Cardoso Malta

Diretor Financeiro

Detalhamento dos Ativos

Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 1T22, contava com 8.440,9 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.161,6 MW, composto de 76 usinas, sendo 11 hidrelétricas, uma termelétrica e 64 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.

Em março de 2022, ocorreu o fechamento da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, acrescentando 34,0 e 25,1 MW médios, respectivamente, ao parque gerador da Companhia.

Parque Gerador em 31 de março de 2022

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento da Concessão/ Autorização *	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	out/35	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	jan/43	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	abr/31	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	jan/36	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	133,6
Total - Hidrelétricas			**8.102,3**	**6.391,7**		**3.417,7**
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total - Termelétricas			**345,0**	**345,0**		**323,5**
Conjunto Campo Largo II[3]	Eólica	Umburanas (BA)	361,2	361,2	dez/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I[1]	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I[2]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Trairi[4]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Paracatu[5]	Solar	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Floresta[6]	Solar	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	13,6
Assú V	Solar	Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	1,8
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[7]	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[7]	0,3
Tubarão 2	Eólica	Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[7]	0,0
Total - Complementares			**1.714,3**	**1.704,2**		**815,3**
Total			**10.161,6**	**8.440,9**		**4.556,5**

** Considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que tratam as Leis 14.052/2020 e 14.182/2021.*

1 Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

2 Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

3 Complexo composto por 11 centrais eólicas.

4 Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

5 Conjunto composto por 4 centrais fotovoltaicas.

6 Conjunto composto por 3 centrais fotovoltaicas.

7 Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG).

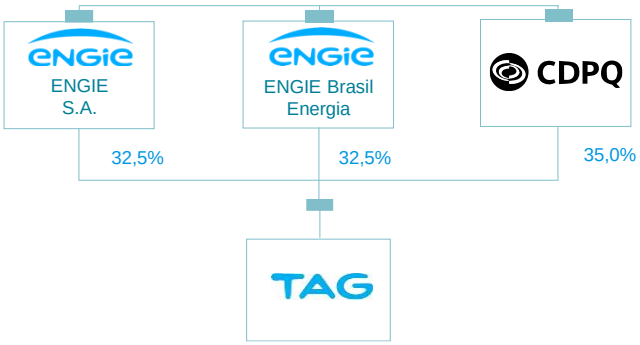
Maior transportadora de gás natural do Brasil, possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e quase 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 12 pontos de entrada de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 91 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão, atendendo entre outros, a 10 distribuidiras de gás, três refinarias, oito termelétricas e duas unidades de fertilizantes.

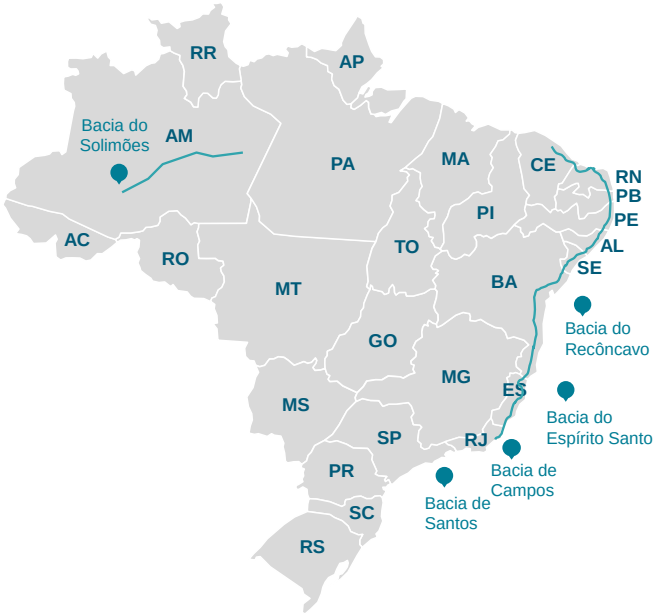
A presença da ENGIE Brasil Energia no segmento de gás natural no país está alinhada com a estratégia global do Grupo de ser líder na transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala, como os gasodutos da TAG, que contribuem para a diversificação e a descarbonização do *mix* energético brasileiro.

A TAG recebe o gás natural diariamente nos pontos de recebimento de sua malha e entrega-o aos carregadores nos pontos de entrega (*city gates*), tendo como contrapartida a receita do serviço de transporte, composta da parcela de efetiva movimentação de molécula, e do encargo de capacidade não utilizada (*ship-or-pay*). A empresa **encontra-se significativamente contratada** (~99%) por um prazo médio ponderado de aproximadamente nove anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes, regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Estrutura Societária



Localização dos Gasodutos da TAG



A empresa vem trabalhando no desenvolvimento de soluções que promovam a ampliação do acesso de novos agentes ao sistema de transporte de gás natural, o que é fundamental para o crescimento do setor e para a atração de mais investimentos em toda a cadeia, dentro do contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil.

Ao longo do ano de 2021, a TAG realizou diversas iniciativas para abertura do mercado, com mapeamento de demanda de novos agentes, discussões de acesso a novos pontos de entrada e saída, criação do POC – Plataforma de Oferta de Capacidade, criado em parceria com TBG e NTS – para negociação *online* de capacidade de transporte e, ao fim de 2021, a assinatura do Acordo de Redução de Flexibilidade de uso da malha da TAG pela Petrobras. Este acordo permitiu à empresa ofertar capacidade na malha para novos agentes interessados. Como resultado, em dezembro do mesmo ano, assinou 30 novos contratos extraordinários que totalizam 11,3 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com oito empresas (de seis diferentes grupos econômicos), além da Petrobras, com início em janeiro de 2022 e duração de um ano, dentre eles, um contrato extraordinário com a Proquigel, que em 2021 contava com contrato interruptível.


Transportadora de Gás - TAG

Detalhamento dos contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida	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*	100	dez-22	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**74,3**	**100,0%**	

** Início do faturamento em 01/01/2022.*
*** 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.*

Expansão

Jirau Energia.

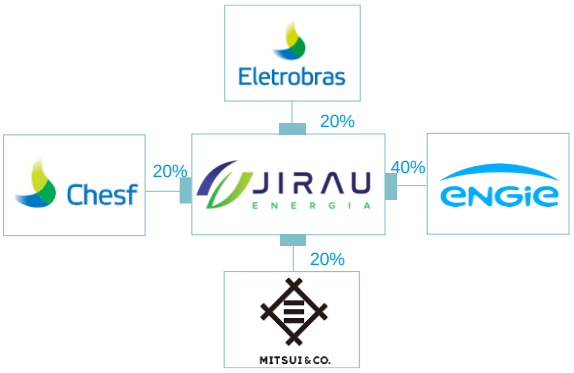
A Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações Ltda. (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da Jirau Energia, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

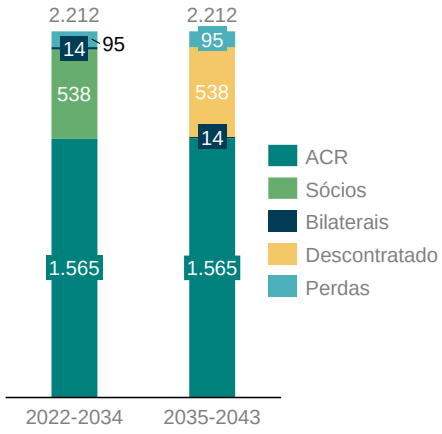
No 1Q22, a Usina gerou 3.088,6 MW médios, 2,7% acima dos 3.006,1 MW médios gerados no 1T21, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,2% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, o empreendimento prevê também a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, é de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, com prazo limite para início da operação da linha de transmissão em 9 de março de 2023.

Ao fim do 1T22, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 99,8% de avanço geral. Nove linhas de transmissão e três seccionamentos que compõem o empreendimento estão energizados, restando ainda a Linha de Transmissão Irati – Ponta Grossa e dois seccionamentos para a operação comercial integral do projeto que, devido a restrições regulatórias, deve ser concluída em março de 2023.

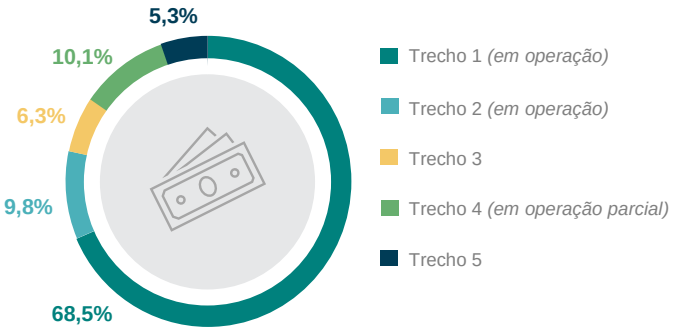
A antecipação em relação ao prazo previsto no contrato de concessão tem se materializado, os ativos em operação comercial, no final do 1T22, estavam gerando 77% de RAP. Como evento subsequente, entraram em operação a LT Guarapuava Oeste – Areia e o seccionamento Eletrosul na subestação Guarapuava, elevando o percentual de RAP registrada para 87%, em 3 de abril. Para o segundo trimestre de 2022, há a expectativa de alcançar aproximadamente 95% das receitas totais previstas, com a entrada em operação de mais uma subestação e um seccionamento.

O adiantando da operação comercial do projeto possibilita a solução de suprimento da energia de Itaipu para o estado do Paraná.



Equipamentos principais - Subestação Ponta Grossa

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado (R$ milhões)[2]
1	Paraná (PR)	274,6	1.800,0
Total		**274,6**	**1.800,0**

1 Valor na data-base de agosto de 2021.
2 Valor na data-base de dezembro de 2021.

A implantação atingiu 99,8% de avanço geral, restando ainda a LT Irati – Ponta Grossa e dois seccionamentos para a operação comercial integral do projeto, devido a restrições regulatórias.

Novo Estado Transmissora de Energia.

O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. **A licença de instalação do empreendimento foi emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama).** O prazo limite para início da operação dos sistemas de transmissão é 9 de março de 2023.

No fim do 1T22, o avanço geral do projeto Novo Estado estava em 92,6%. As obras atingiram 93% das fundações das torres, 79% da montagem e 60% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão. A linha de transmissão Serra Pelada – Itacaiúnas está em operação comercial desde dezembro de 2021, garantindo o recebimento de 9,2% da RAP do empreendimento.



Lançamento de cabos – travessia Rio Araguaia

As linhas de transmissão Serra Pelada – Miracema C1 e C2 estão em fase final de execução e tiveram o lançamento de cabos e a integração de barras da Subestação Miracema concluídos. A finalização da travessia do Rio Araguaia e o comissionamento destas linhas de transmissão foram concluídos no começo de maio de 2022, habilitando o projeto a começar a receber aproximadamente 50% da RAP total, desde então.

Para a linha de transmissão Xingu – Serra Pelada, a previsão de entrada em operação é no quarto trimestre de 2022. As atividades neste trecho foram retomadas e serão aceleradas no próximo trimestre com o fim do período chuvoso na região, concluindo assim a fase de implantação do empreendimento e garantindo antecipação em relação ao prazo limite do contrato de concessão.

No fim do 1T22, o avanço geral do projeto estava em 92,6%. As obras atingiram 93% das fundações das torres, 79% da montagem e 60% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado (R$ milhões)[2]
3	Pará (PA) e Tocantins (TO)	370,0	3.200,0
Total		**370,0**	**3.200,0**

1 Valor na data-base de agosto de 2021.
2 Valor na data-base de dezembro de 2021, desconsiderando custo de

Projeto Eólico em Implantação

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I.

Com **capacidade instalada total de 434 MW,** que será atingida com a implantação de 70 aerogeradores Siemens Gamesa de 6,2 MW cada, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, 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.

Em fevereiro de 2022, foi obtida a Licença Simplificada de Instalação e Operação, e no início de março, foram obtidas a Autorização de Supressão Vegetal e a Autorização de Coleta de Material Biológico, iniciando-se no dia seguinte as atividades de construção da Linha de Transmissão e do *bay* de conexão na subestação Monte Verde que interligarão o conjunto eólico ao *grid.*



Concretagem da fundação da torre do aerogerador

No primeiro trimestre de 2022, o avanço das obras do BoP (*Balance of Plant*, excluindo os aerogeradores) atingiu 55%, sendo executadas as atividades de supressão de vegetação, construção de acessos, escavação e concretagem das bases dos aerogeradores e a implantação das redes de média tensão. Continuam avançando também as atividades de construção da subestação coletora, que acumula 33% de avanço físico. O progresso geral da obra está em 14,5%, e a entrada em operação dos primeiros parques se mantém prevista para o último trimestre de 2022.

No 1T22, o avanço das obras do BoP atingiu 55%, sendo executadas as atividades de supressão de vegetação, construção de acessos, escavação e concretagem das bases dos aerogeradores e a implantação das redes de média tensão.

Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Energia assegurada (MW médios)
		Total	Participação da Companhia	Participação da Companhia
Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	218,0
		434,0	**434,0**	**218,0**

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	Eólica	Gentio do Ouro (BA)	880,0	880,0
Conjunto Fotovoltaico Assú	Solar	Assú (RN)	870,0	870,0
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	400,0	400,0
Conjunto Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	279,0	279,0
Conjunto Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**3.019,0**	**3.019,0**

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 Assú – Rio Grande do Norte.

Com a aquisição do projeto Assú Sol, concluído em dezembro de 2021, de cerca de 750 MW de capacidade instalada, em área contígua às áreas dos projetos Assú I, II, III, IV e V, de cerca de 150 MW, – localizados no município de Assú (RN), – o projeto terá **capacidade instalada total aproximada de 900 MW**. A implantação do Conjunto busca sinergias com a Central Fotovoltaica Assú V (30 MW), que entrou em operação comercial em dezembro de 2017. Os projetos tiveram o seu pedido de outorga protocolados e estão seguindo atualmente o processo regulatório para obtenção do Parecer de Acesso, estando aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado. A Companhia pretende seguir com a implantação mediante aprovação do investimento, conforme governança do Grupo.

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 em 90 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 400 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

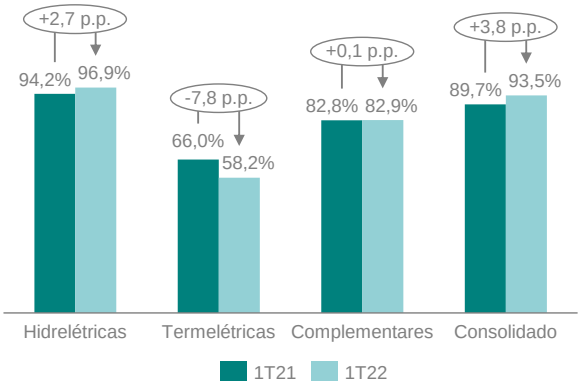
Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 1T22, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **93,5%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 96,9% nas usinas hidrelétricas, 58,2% na termelétrica (UTE Pampa Sul) e 82,9% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas**, no primeiro trimestre de 2022, teve elevação de 2,7 p.p. quando comparada ao mesmo período do ano anterior, devido ao retorno da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, que esteve indisponível no 1T21 para modernização e em plena operação no 1T22, além da Usina Hidrelétrica Jaguara, que passou por manutenções programadas nas Unidades Geradoras 2 e 3, no 1T21.

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



Em relação às **usinas termelétricas**, o 1T21 ainda considerava as usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, vendido em 18 de outubro de 2021. No 1T22, a menor disponibilidade da Usina Termelétrica Pampa Sul, atualmente a única termelétrica do portfólio da Companhia, se deve à manutenção corretiva na caldeira, iniciada no mês de março de 2022.

Já nas **usinas complementares**, houve ligeiro aumento da disponibilidade no 1T22 (0,1 p.p.), comparando ao mesmo trimestre do ano anterior.



Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 7.113 GWh (3.293 MW médios) no 1T22, resultado **28,4% inferior** à produção do 1T21.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 5.593 GWh (2.589 MW médios); a Usina Termelétrica Pampa Sul por 426 GWh (197 MW médios); e as usinas complementares, por 1.094 GWh (506 MW médios). Esses resultados representam reduções de 23,8% e 75,1% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente, e elevação de 22,8% na geração das usinas complementares, em comparação ao 1T21.

A redução da geração total das usinas hidrelétricas no 1T22, se deve, principalmente, às condições hidrológicas desfavoráveis nas bacias hidrográficas da região Sul, onde localizam-se grande parte das usinas hidrelétricas da Companhia.

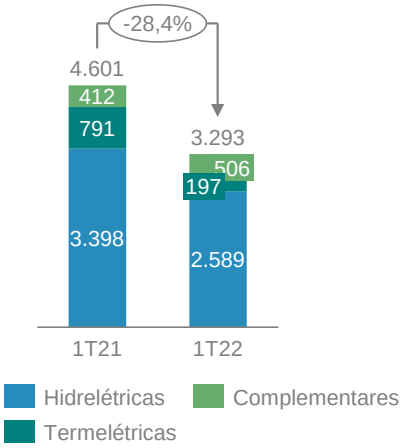
Além disso, houve influência da operação das hidrelétricas localizadas no rio Tocantins, as quais, apesar de normalmente contribuírem de forma significativa para a geração nesse período do ano, seguiram em 2022 a política operativa definida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), a qual buscou a recuperação do armazenamento do reservatório de cabeceira e reduziu a vazão repassada para o restante das usinas da cascata. Especificamente para a Usina Hidrelétrica Estreito, ainda ocorreu a influência do limite do intercâmbio entre os subsistemas, o qual restringiu o escoamento da geração em razão da concorrência com as usinas eólicas e com as demais usinas hidrelétricas da região Norte, que estavam praticando vertimento.

Com relação à geração termelétrica, a redução verificada no 1T22 em relação ao mesmo período de 2021, é atribuída também à venda das usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, ocorrida no 4T21. Porém, a geração representada pela Usina Termelétrica Pampa Sul foi 8,3% superior à produção desta mesma usina no 1T21, motivado pelo atendimento ao despacho térmico.

Já a maior geração das usinas complementares no 1T22, comparada ao primeiro trimestre de 2021, ocorreu, principalmente, pela operação comercial plena do Conjunto Eólico Campo Largo II, empreendimento que ainda estava em construção no 1T21. A aquisição das usinas fotovoltaicas Paracatu e Floresta, a partir de 15 de março de 2022, também contribuiu com o aumento.

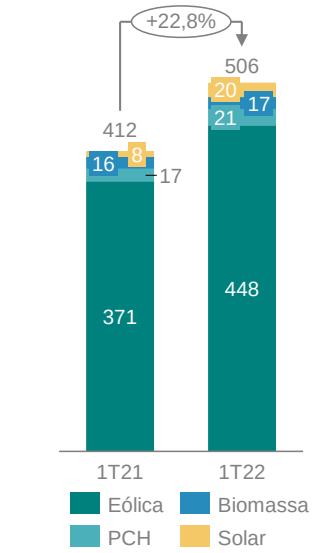
Geração

MW médios



Geração por Fonte Complementar

MW médios



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

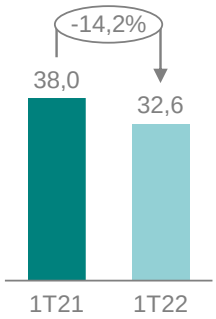
Transporte de Gás

No 1T22, a TAG transportou um volume médio de gás de 32,6 milhões de m³/dia (38,0 milhões de m³/dia no 1T21). O volume dos contratos extraordinários foi de 11,3 milhões de m³/dia, representando aproximadamente 15% do volume total contratado pela TAG, e 17% considerando somente a malha integrada (excluindo GTA Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador).

Ao longo do trimestre, a TAG e a ESOM – Engie Soluções em Operação e Manutenção, empresa do grupo Engie Brasil – iniciaram o contrato de *ramp-up* das operações de manutenção da malha da TAG, como parte da transferência gradual das atividades da Transpetro. O contrato da TAG com a Transpetro se encerra em junho. Em paralelo, a TAG iniciou o controle remoto das suas operações de transporte por meio da Central de Supervisão e Controle – CSC, dentro do escritório da companhia.

Volume médio de gás movimentado

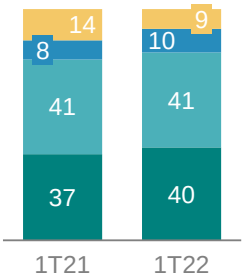
MM m³/dia



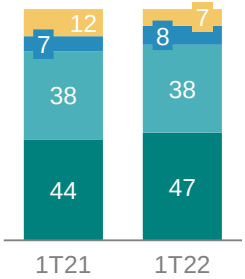
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 1T22, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 41,0% do total das vendas físicas, mesmo percentual do 1T21, e 38,0% do total da receita operacional líquida, em linha com o 1T21.

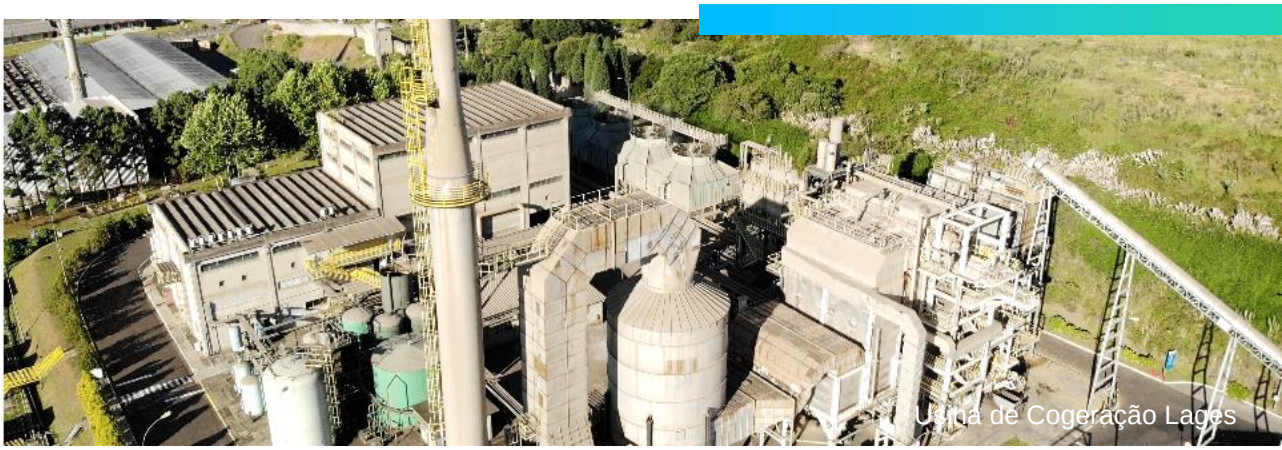
Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita



Trading Comercializadoras Clientes Livres Distribuidoras


Usina de Cogeração Lages

Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de março de 2022**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)	2022	2023	2024	2025	2026	2027				
Recursos Próprios	4.388	4.535	4.602	4.592	4.589	4.589	Preço **Bruto** no Leilão	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D
+ Compras para Revenda	1.486	1.047	793	333	287	280				
= **Recursos Totais (A)**	**5.874**	**5.582**	**5.395**	**4.925**	**4.876**	**4.869**	(R$/MWh)		(R$/MWh)	(R$/MWh)
Vendas Leilões do Governo[1]	2.057	2.071	2.066	2.053	2.043	2.034				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	263,1	236,4
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	288,4	259,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	302,0	271,3
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	271,6	244,0
Proinfa	19	19	19	19	19	10	147,8	jun-04	418,4	403,1
1º Leilão de Reserva	14	14	14	2	-	-	158,1	ago-08	344,3	331,7
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	9	8	-	-	-	-	322,9	311,1
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	278,7	250,4
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	312,4	301,0
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	211,6	192,1
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	265,3	240,8
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	54	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	401,3	364,2
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	212,0	192,4
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	166,6	158,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	193,2	184,3
+ Vendas Bilaterais	3.213	2.662	2.229	1.632	1.131	744				
= **Vendas Totais (B)**	**5.270**	**4.733**	**4.295**	**3.685**	**3.174**	**2.778**				
Saldo (A - B)	**604**	**849**	**1.100**	**1.240**	**1.702**	**2.091**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	219,4	223,7	219,4							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	190,8	175,3	155,8							

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

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

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

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

Notas:

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

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

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 1T22 X 1T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
1T22						
Receita operacional líquida	2.388	502	165	7	-	3.062
Custos operacionais	(1.102)	(267)	(163)	(3)	-	(1.535)
Lucro bruto	**1.286**	**235**	**2**	**4**	**-**	**1.527**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(66)	(1)	(1)	(3)	-	(71)
Impairment, líquido	(11)	-	-	118	-	107
Alienação de subsidiária	-	-	-	(94)	-	(94)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	173	173
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.209**	**234**	**1**	**25**	**173**	**1.642**
1T21						
Receita operacional líquida	2.145	837	260	8	-	3.250
Custos operacionais	(900)	(680)	(257)	(9)	-	(1.846)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.245**	**157**	**3**	**(1)**	**-**	**1.404**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(68)	(1)	(1)	(1)	-	(71)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	175	175
Outras despesas operacionais, líquidas	(1)	-	-	-	-	(1)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.176**	**156**	**2**	**(2)**	**175**	**1.507**
Variação						
Receita operacional líquida	243	(335)	(95)	(1)	-	(188)
Custos operacionais	(202)	413	94	6	-	311
Lucro (prejuízo) bruto	**41**	**78**	**(1)**	**5**	**-**	**123**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	2	-	-	(2)	-	-
Impairment, líquido	(11)	-	-	118	-	107
Alienação de subsidiária	-	-	-	(94)	-	(94)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	(2)	(2)
Outras despesas operacionais, líquidas	1	-	-	-	-	1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**33**	**78**	**(1)**	**27**	**(2)**	**135**

[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 – 1T22 X 1T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
1T22					
Distribuidoras de energia elétrica	1.036	-	-	-	1.036
Consumidores livres	848	-	-	-	848
Remuneração dos ativos de concessão	154	249	-	-	403
Receita de construção	-	252	-	-	252
Comercializadoras de energia elétrica	182	-	-	-	182
Operações de *trading* de energia	-	-	163	-	163
Transações no mercado de curto prazo	123	-	-	-	123
Receita de serviços prestados	34	-	-	-	34
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	2	-	2
Outras receitas	11	1	-	7	19
Receita operacional líquida	**2.388**	**502**	**165**	**7**	**3.062**
1T21					
Distribuidoras de energia elétrica	921	-	-	-	921
Consumidores livres	802	-	-	-	802
Remuneração dos ativos de concessão	128	138	-	-	266
Receita de construção	-	699	-	-	699
Comercializadoras de energia elétrica	140	-	-	-	140
Operações de *trading* de energia	-	-	249	-	249
Transações no mercado de curto prazo	107	-	-	-	107
Receita de serviços prestados	31	-	-	-	31
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	11	-	11
Outras receitas	16	-	-	8	24
Receita operacional líquida	**2.145**	**837**	**260**	**8**	**3.250**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	115	-	-	-	115
Consumidores livres	46	-	-	-	46
Remuneração dos ativos de concessão	26	111	-	-	137
Receita de construção	-	(447)	-	-	(447)
Comercializadoras de energia elétrica	42	-	-	-	42
Operações de *trading* de energia	-	-	(86)	-	(86)
Transações no mercado de curto prazo	16	-	-	-	16
Receita de serviços prestados	3	-	-	-	3
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(9)	-	(9)
Outras receitas	(5)	1	-	(1)	(5)
Receita operacional líquida	**243**	**(335)**	**(95)**	**(1)**	**(188)**

No 1T22, a receita operacional líquida reduziu 5,8% (R$ 188 milhões) quando comparada ao 1T21, passando de R$ 3.250 milhões para **R$ 3.062 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

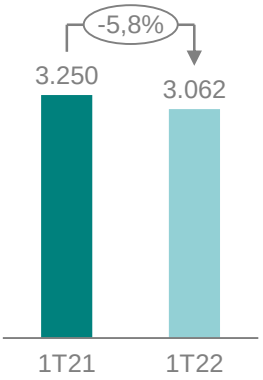
Geração e venda de energia do portfólio: acréscimo de R$ 243 milhões (11,3%), motivado, substancialmente, pelos seguintes fatores: (i) R$ 203 milhões na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado dos aumentos de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 26 milhões, de remuneração dos ativos financeiros de concessão relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (iii) R$ 16 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Transmissão: decremento de R$ 335 milhões (40,0%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Trading: diminuição de R$ 95 milhões (36,5%) oriunda, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas e dos ganhos com marcação a mercado das vendas futuras.

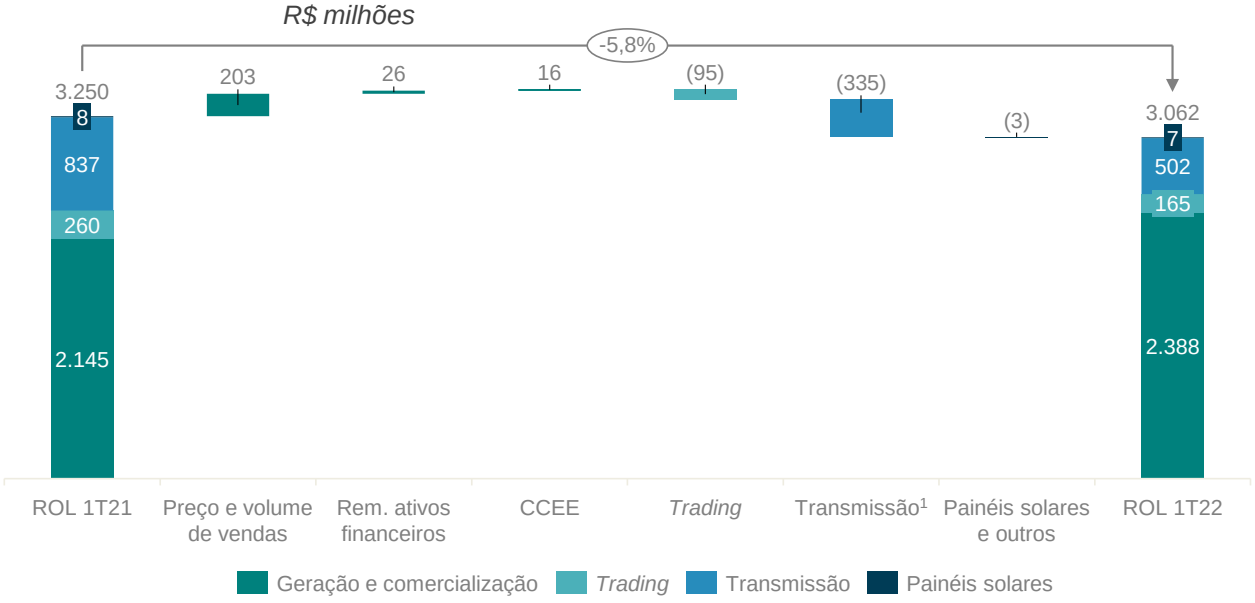
Receita Operacional Líquida

R$ milhões



Evolução da Receita Operacional Líquida por Segmento

R$ milhões



¹ Redução de Capex na comparação entre os trimestres.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

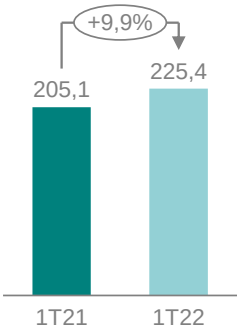
- Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio líquido de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R$ 225,35/MWh no 1T22, 9,9% superior** ao obtido no 1T21, cujo valor foi de R$ 205,13/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes.

Preço Médio Líquido de Venda*

R$/MWh



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

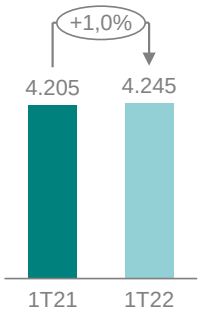
- Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.084 GWh (4.205 MW médios) no 1T21 para **9.169 GWh (4.245 MW médios) no 1T22**, um acréscimo de 85 GWh (40 MW médios), ou 1,0%, entre os períodos comparados.

Não houve variação relevante na quantidade de energia vendida apesar da alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante" ou "Sociedade"), ocorrida em 18 de outubro de 2021, em razão do contrato de compra de energia firmado entre a Companhia e a Sociedade.

Volume de Vendas

MW médios



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

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.036 milhões no 1T22, R$ 115 milhões (12,5%) superior aos R$ 921 milhões auferidos no 1T21. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 83 milhões — acréscimo de 8,8% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 32 milhões — aumento de 126 GWh (59 MW médios) na quantidade vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos existentes. Os acréscimos nos volumes de vendas entre os trimestres comparados são consequência, principalmente, dos efeitos de sazonalização dos volumes contratados.

  - *Consumidores Livres:*

A receita de venda a consumidores livres aumentou R$ 46 milhões (5,7%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 802 milhões no 1T21 para **R$ 848 milhões no 1T22**. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 84 milhões — incremento de 10,5% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 38 milhões — decréscimo de 205 GWh (95 MW médios) no volume de energia vendida.

A redução na quantidade de energia vendida, foi motivada, substancialmente, pelo encerramento de contratos existentes. No comparativo trimestral, o aumento no preço médio líquido de vendas, foi motivado substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes.

  - *Comercializadoras:*

No 1T22, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 182 milhões, R$ 42 milhões (30,0%) superior à receita auferida no 1T21, que foi de R$ 140 milhões. Esse aumento resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 13 milhões — acréscimo de 10,2% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 29 milhões — incremento de 164 GWh (76 MW médios) no volume de energia vendida.

Os aumentos dos preços ocorreram, basicamente, pela atualização monetária dos contratos vigentes. O acréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, por novos contratos.

- 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$ 128 milhões, no 1T21, para **R$ 154 milhões no 1T22, aumento de R$ 26 milhões (20,3%)**. Entre os trimestres comparados, o acréscimo foi motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e variação do IPCA.

- Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T22, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 123 milhões**, enquanto no 1T21 foi de R$ 107 milhões, o que representa um **aumento de R$ 16 milhões (15,0%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- Receita de Serviços Prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida **no 1T22 foi de R$ 34 milhões**, superior em R$ 3 milhões (9,7%) ao montante reconhecido no 1T21, de R$ 31 milhões, em decorrência, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

Custos Operacionais

Custos por segmento – 1T22 x 1T21 (em R$ milhões)

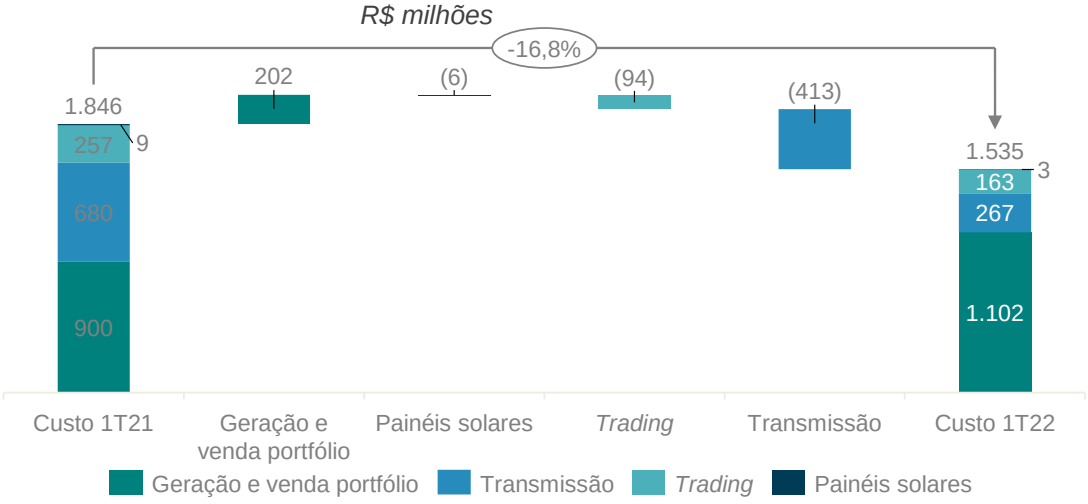
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
1T22					
Compras de energia	413	-	157	-	570
Custos de construção	-	265	-	-	265
Depreciação e amortização	241	-	-	-	241
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	149	-	-	-	149
Materiais e serviços de terceiros	84	-	-	1	85
Transações no mercado de curto prazo	79	-	-	-	79
Pessoal	49	-	-	-	49
Combustíveis para geração	42	-	-	-	42
Royalties	20	-	-	-	20
Seguros	19	-	-	-	19
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	6	-	6
Outros custos operacionais, líquidos	6	2	-	2	10
Custos operacionais	**1.102**	**267**	**163**	**3**	**1.535**
1T21					
Compras de energia	176	-	251	-	427
Custos de construção	-	680	-	-	680
Depreciação e amortização	225	-	-	-	225
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	142	-	-	-	142
Materiais e serviços de terceiros	90	-	-	2	92
Transações no mercado de curto prazo	70	-	1	-	71
Pessoal	66	-	-	2	68
Combustíveis para geração	125	-	-	-	125
Royalties	26	-	-	-	26
Seguros	21	-	-	-	21
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	5	-	5
Repactuação do risco hidrológico	(52)	-	-	-	(52)
Outros custos operacionais, líquidos	11	-	-	5	16
Custos operacionais	**900**	**680**	**257**	**9**	**1.846**
Variação					
Compras de energia	237	-	(94)	-	143
Custos de construção	-	(415)	-	-	(415)
Depreciação e amortização	16	-	-	-	16
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	7	-	-	-	7
Materiais e serviços de terceiros	(6)	-	-	(1)	(7)
Transações no mercado de curto prazo	9	-	(1)	-	8
Pessoal	(17)	-	-	(2)	(19)
Combustíveis para geração	(83)	-	-	-	(83)
Royalties	(6)	-	-	-	(6)
Seguros	(2)	-	-	-	(2)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	1	-	1
Repactuação do risco hidrológico	52	-	-	-	52
Outros custos operacionais, líquidos	(5)	2	-	(3)	(6)
Custos operacionais	**202**	**(413)**	**(94)**	**(6)**	**(311)**

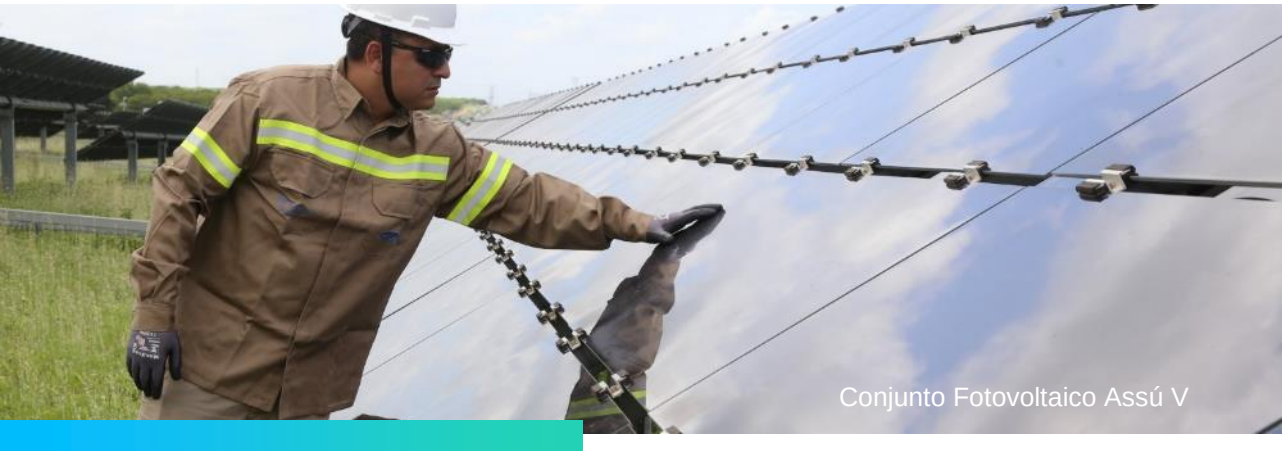
Os custos operacionais reduziram em R$ 311 milhões (16,8%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.846 milhões no 1T21 para **R$ 1.535 milhões no 1T22**. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 413 milhões (60,7%) nos custos do segmento de transmissão; (ii) diminuição de R$ 94 milhões (36,6%) nos custos de operações de *trading* de energia; (iii) decremento de R$ 6 milhões (66,7%) nos custos de venda e instalação de painéis solares; e (iv) aumento de R$ 202 milhões (22,4%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia.

Da variação observada no item (iv), destaca-se o impacto da recuperação de custos passados de energia decorrente da repactuação do risco hidrológico, no 1T21, no valor de R$ 52 milhões.

Evolução dos Custos Operacionais

R$ milhões





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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Compras de energia:** entre o 1T21 e o 1T22 houve aumento de R$ 237 milhões (134,7%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia — reflexo, principalmente, de acréscimo de 1.255 GWh (581 MW médios) na quantidade comprada. Não houve variação no preço médio líquido de compras de energia, entre os períodos comparados.

A variação observada no volume de energia comprada, é motivada, principalmente, pela alienação da subsidiária Diamante, com a qual foi firmado contrato de compra de energia.

- **Depreciação e amortização:** elevação de R$ 16 milhões (7,1%) entre os trimestres em análise. Esse aumento é consequência, principalmente, da amortização dos valores de repactuação do risco hidrológico, iniciado no 4T21 e pela entrada em operação comercial, ao longo de 2021, do Conjunto Eólico Campo Largo II. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela alienação da subsidiária Diamante.

- **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 7 milhões (4,9%) entre os trimestres em análise. Esse aumento é consequência, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e pela entrada em operação comercial, ao longo de 2021, do Conjunto Eólico Campo Largo II. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pela alienação da subsidiária Diamante.

- **Materiais e serviços de terceiros:** redução de R$ 6 milhões (6,7%) no 1T22, em relação ao mesmo trimestre de 2021, substancialmente, pela alienação da subsidiária Diamante. Esse efeito foi atenuado pelo reajuste nos contratos de operação e manutenção das usinas da Companhia.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R$ 9 milhões (12,9%). Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Pessoal:** redução de R$ 17 milhões (25,8%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, pela alienação da subsidiária Diamante. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores.

- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 83 milhões (66,4%) na comparação entre o 1T21 e o 1T22, devido, principalmente, à alienação da subsidiária Diamante, em outubro de 2021. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo maior consumo de carvão próprio da UTE Pampa Sul.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** redução de R$ 6 milhões (23,1%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, de menor geração das usinas hidrelétricas, parcialmente atenuada pelo reajuste anual.

- **Repactuação do risco hidrológico:** em 2 de março de 2021, a CCEE publicou a revisão dos valores de compensação, contemplando: (i) aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões das outorgas; (ii) consideração dos impactos decorrentes da caducidade de concessões no escoamento da Usina Hidrelétrica Belo Monte; e (iii) reconhecimento do direito das usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei n° 13.783/13, às compensações calculadas nos termos da Lei 14.052/20. Dessa forma, a Companhia registrou o montante de R$ 52 milhões no 1T21, resultante destas revisões.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Até o final do 1T22, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado tiveram autorizações adicionais pela ONS de entradas em operação comercial parciais, o que representa, 77% e 9% de suas capacidades totais, respectivamente.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 235 milhões no 1T22, aumento de R$ 78 milhões (49,7%), em relação ao mesmo trimestre de 2021, devido, principalmente à evolução na execução das obras de construção dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. Esse efeito foi, parcialmente, impactado pela expectativa de postergação da entrada em operação de algumas linhas de transmissão. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também é impactada pela variação do IPCA.


Sistema de Transmissão Gralha Azul

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 combinar 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$ 1 milhão (33,3%), passando de R$ 3 milhões no 1T21 para R$ 2 milhões no 1T22, motivado pelos seguintes eventos: (i) R$ 10 milhões de impacto negativo oriundo da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 31 de março de 2021 e de 2022; (ii) R$ 8 milhões decorrentes de aumento no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas; e (iii) incremento de R$ 1 milhão no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

No 1T22 e no 1T21, **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$ 44 milhões** e R$ 36 milhões, respectivamente. O montante representa um **acréscimo de R$ 8 milhões entre os períodos comparados**, sendo um incremento de R$ 7 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um aumento de R$ 1 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) menor impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico, motivado pela crise hídrica observada no 1T21; (ii) decremento do resultado com geração térmica, devido à alienação da subsidiária Diamante; (iii) aumento do efeito negativo no MRE, em virtude da menor geração hidrelétrica; e (iv) redução do impacto financeiro de operações de curto prazo no 1T22, quando comparado ao 1T21, em função da variação do PLD entre os períodos em análise.

Em dezembro de 2021, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2022 em R$ 646,58/MWh e R$ 55,70/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	1T22	1T21	Var. 1T (%)
Sul	58,11	171,68	(66,2%)
Sudeste/Centro-Oeste	58,10	172,57	(66,3%)
Nordeste	56,21	159,91	(64,8%)

Alienação de subsidiária

Em 21 de fevereiro de 2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda (R$ 94 milhões), e reversão do *impairment* (R$ 118 milhões), foi positivo em R$ 24 milhões.

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:

	1T22		1T21	
DRE – em R$ milhões	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.051	667	1.715	557
Custos dos serviços prestados	(703)	(229)	(576)	(187)
Lucro bruto	**1.348**	**438**	**1.139**	**370**
Despesas gerais e administrativas	(47)	(15)	(39)	(13)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.301**	**423**	**1.100**	**357**
Resultado financeiro	(490)	(159)	(281)	(91)
Lucro antes dos impostos	**811**	**264**	**819**	**266**
Imposto de renda e contribuição social	(280)	(91)	(282)	(91)
Lucro líquido da TAG	**531**	**173**	**537**	**175**

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

	1T22		1T21	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.301**	**423**	**1.100**	**357**
Depreciação e amortização	162	53	159	52
Amortização da mais valia	228	74	251	82
Ebitda	**1.691**	**550**	**1.510**	**491**

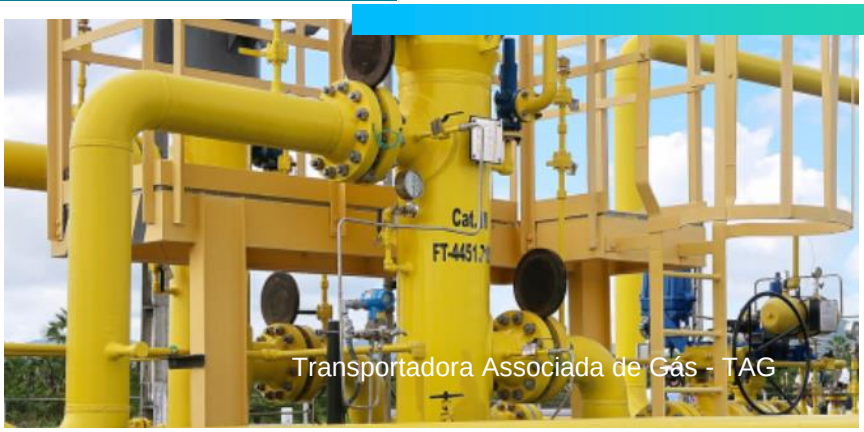
Entre o 1T21 e o 1T22, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 2 milhões (1,1%), passando de R$ 175 milhões para R$ 173 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 68 milhões, oriundo, substancialmente, pelo acréscimo do CDI entre os trimestres em análise, esse efeito foi atenuado pela redução do dólar sobre dívida em moeda externa, a qual está protegida por *hedge* e tem seus efeitos compensados na rubrica de "Receita operacional líquida" da TAG; (ii) R$ 59 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte, parcialmente atenuado por reajuste de contratos de operação e manutenção e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte; e (iii) decremento de R$ 7 milhões, nas despesas com depreciação e amortização.

Balanço Patrimonial

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

Balanço Patrimonial	**31/03/2022**	**31/12/2021**
ATIVO		
Ativo circulante	**2.663**	**2.079**
Caixa e equivalentes de caixa	874	439
Contas a receber de clientes	1.497	1.439
Depósitos vinculados	-	5
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	7	-
Outros ativos circulantes	285	196
Ativo não circulante	**32.002**	**31.154**
Contas a receber de clientes	7	540
Depósitos vinculados	1.051	115
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	61	-
Outros ativos não circulantes	665	5
Imobilizado	27.460	27.742
Intangível	2.758	2.752
Total	**34.665**	**33.233**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.030**	**3.707**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.641	3.377
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	-	11
Outros passivos circulantes	389	319
Passivo não circulante	**21.828**	**22.778**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	18.018	19.632
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	-	412
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.142	2.075
Outros passivos não circulantes	668	659
Patrimônio líquido	**8.807**	**6.748**
Total	**34.665**	**33.233**


Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

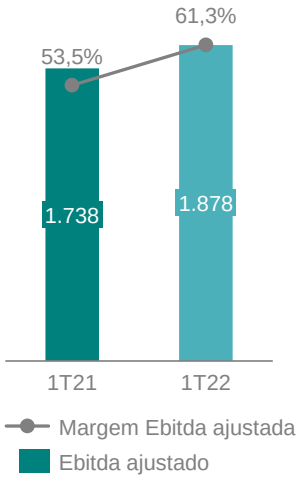
Ebitda por segmento – 1T22 x 1T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
1T22						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.209	234	1	25	173	1.642
Depreciação e amortização	249	-	-	-	-	249
Ebitda	**1.458**	**234**	**1**	**25**	**173**	**1.891**
Impairment, líquido	11	-	-	(118)	-	(107)
Alienação de subsidiária	-	-	-	94	-	94
Ebitda ajustado	**1.469**	**234**	**1**	**1**	**173**	**1.878**
Margem Ebitda ajustada	**61,5%**	**46,6%**	**0,6%**	**14,3%**	**-**	**61,3%**
1T21						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.176	156	2	(2)	175	1.507
Depreciação e amortização	231	-	-	-	-	231
Ebitda / Ebitda ajustado	**1.407**	**156**	**2**	**(2)**	**175**	**1.738**
Margem Ebitda / Margem Ebitda ajustada	**65,6%**	**18,6%**	**0,8%**	**(25,0%)**	**-**	**53,5%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	33	78	(1)	27	(2)	135
Depreciação e amortização	18	-	-	-	-	18
Ebitda	**51**	**78**	**(1)**	**27**	**(2)**	**153**
Impairment, líquido	11	-	-	(118)	-	(107)
Alienação de subsidiária	-	-	-	94	-	94
Ebitda ajustado	**62**	**78**	**(1)**	**3**	**(2)**	**140**
Margem Ebitda ajustada	**(4,1 p.p.)**	**28,0 p.p.**	**(0,2 p.p.)**	**39,3 p.p.**	**-**	**7,8 p.p.**

Entre o 1T22 e o 1T21, o Ebitda ajustado aumentou R$ 140 milhões (8,1%), passando de R$ 1.738 milhões no 1T21 para R$ 1.878 milhões no 1T22. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 78 milhões (50,0%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (ii) R$ 62 milhões (4,4%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (iii) R$ 3 milhões (150,0%) no segmento de painéis solares. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos **efeitos negativos**, a seguir: (iv) R$ 2 milhões (1,1%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (v) R$ 1 milhão (50,0%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (ii) acima, cujos efeitos positivos, foram: (i) R$ 203 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 83 milhões com consumo de combustível próprio; (iii) R$ 26 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; (iv) R$ 17 milhões com custos de pessoal; (v) R$ 7 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (vi) R$ 6 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros; e (vii) R$ 9 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelo decréscimo dos seguintes fatores: (viii) R$ 237 milhões nas compras de energia; e (ix) R$ 52 milhões de repactuação do risco hidrológico, reconhecido no 1T21.

Ebitda e Margem Ebitda ajustados[1]



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

Margem Ebitda Ajustada Geração

A margem Ebitda ajustada no segmento de geração apresentou redução de 4,1 p.p., passando de 65,6% no 1T21 para 61,5% no 1T22.

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 7,8 p.p., passando de 53,5% no 1T21 para 61,3% no 1T22.

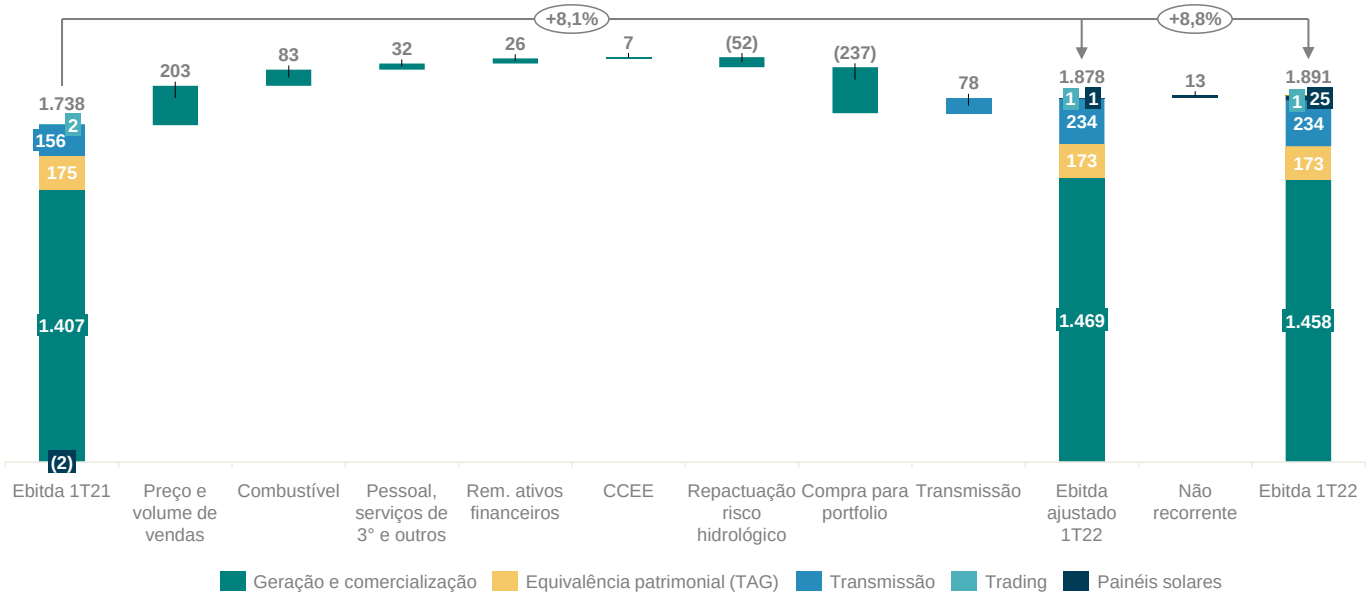
Destaca-se que a margem Ebitda ajustada consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção das linhas de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, os quais apresentam margens inferiores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

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

(Valores em R$ milhões)	1T22	1T21	Var. %
Lucro líquido	645	529	21,9
(+) Imposto de renda e contribuição social	173	146	18,5
(+) Resultado financeiro	824	832	-1,0
(+) Depreciação e amortização	249	231	8,0
Ebitda	**1.891**	**1.738**	**8,8**
Efeitos não recorrentes			
(+) *Impairment*	(107)	-	-100,0
(+) Alienação de subsidiária	94	-	100,0
Ebitda ajustado	**1.878**	**1.738**	**8,1**

Evolução do Ebitda

R$ milhões




Conjunto Eólico Umburanas

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	1T22	1T21	Variação
Renda de aplicações financeiras	137	20	117
Outras receitas financeiras	13	5	8
Total receitas financeiras	**150**	**25**	**125**
Dívida:			
Atualização monetária	(298)	(217)	(81)
Juros	(372)	(230)	(142)
Concessões:			
Atualização monetária	(158)	(279)	121
Juros	(110)	(93)	(17)
Outras despesas financeiras	(36)	(38)	2
Total despesas financeiras	**(974)**	**(857)**	**(117)**
Resultado financeiro líquido	**(824)**	**(832)**	**8**

Receitas financeiras: no 1T22, as receitas financeiras atingiram R$ 150 milhões, R$ 125 milhões ou 500,0% acima dos R$ 25 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2021, em razão, substancialmente, do aumento de R$ 117 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pela variação do CDI entre os trimestres analisados.

Despesas financeiras: as despesas no 1T22 foram de R$ 974 milhões, isto é, R$ 117 milhões ou 13,7% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R$ 857 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 223 milhões sobre dívida, entre os trimestres analisados, dos quais: (i.i) R$ 81 milhões de atualização monetária, pela variação dos índices inflacionários; e (i.ii) R$ 142 milhões de juros e ajuste a valor justo, em razão, principalmente, da emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2021; e (ii) pela redução de R$ 104 milhões sobre as concessões a pagar, entre os períodos analisados, dos quais: (ii.i) R$ 121 milhões de atualização monetária, em virtude, principalmente da alteração do índice de correção monetária contrabalanceado pela aceleração do IPCA; e (ii.ii) R$ 17 milhões de acréscimo de juros.

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

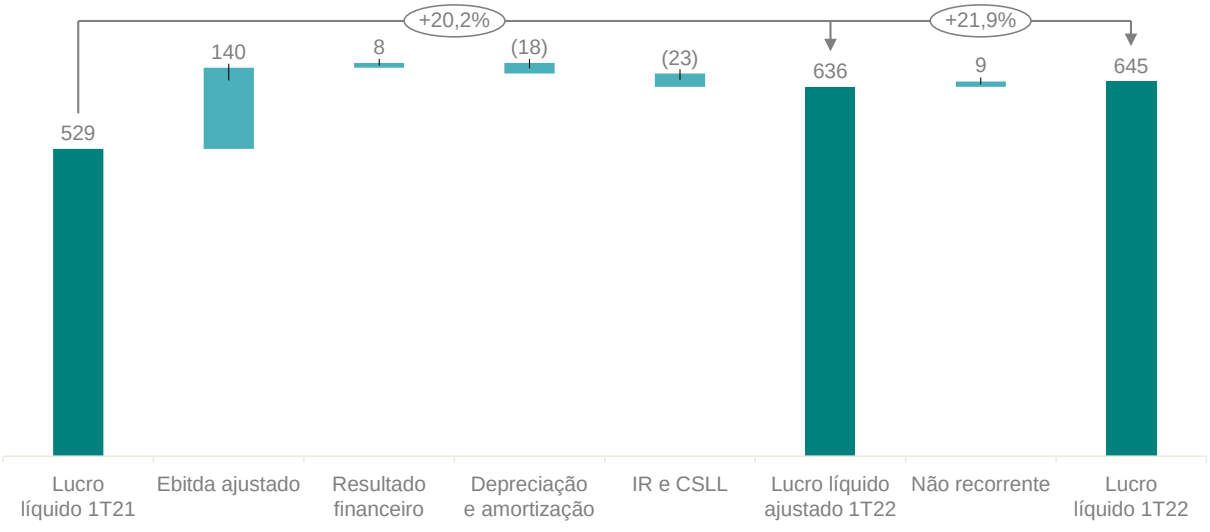
As despesas com IR e CSLL no 1T22 foram de R$ 173 milhões, R$ 27 milhões (18,5%) superiores às registradas no mesmo trimestre de 2021, de R$ 146 milhões, motivado pelo aumento do lucro, antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo maior benefício de incentivos fiscais no 1T22 se comparado ao 1T21. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, variaram R$ 23 milhões ou 15,8%, entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 1T22 foi de R$ 645 milhões, R$ 116 milhões ou 21,9% maior do que os R$ 529 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 140 milhões no Ebitda ajustado; (ii) incremento de R$ 18 milhões da depreciação e amortização; (iii) decréscimo de R$ 8 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) acréscimo de R$ 23 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (v) reconhecimento de efeitos não recorrentes com impacto positivo de R$ 9 milhões.

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



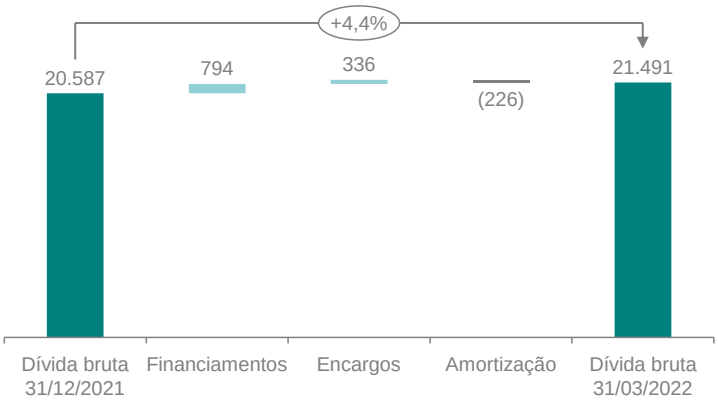
Endividamento

Em 31 de março de 2022, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 21.491 milhões — aumento de 4,4%** (R$ 904 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2021. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 1T22 era de **7,1 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T22: (i) reconhecimento de R$ 794 milhões, de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, oriundo da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta; (ii) geração de R$ 336 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 226 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.

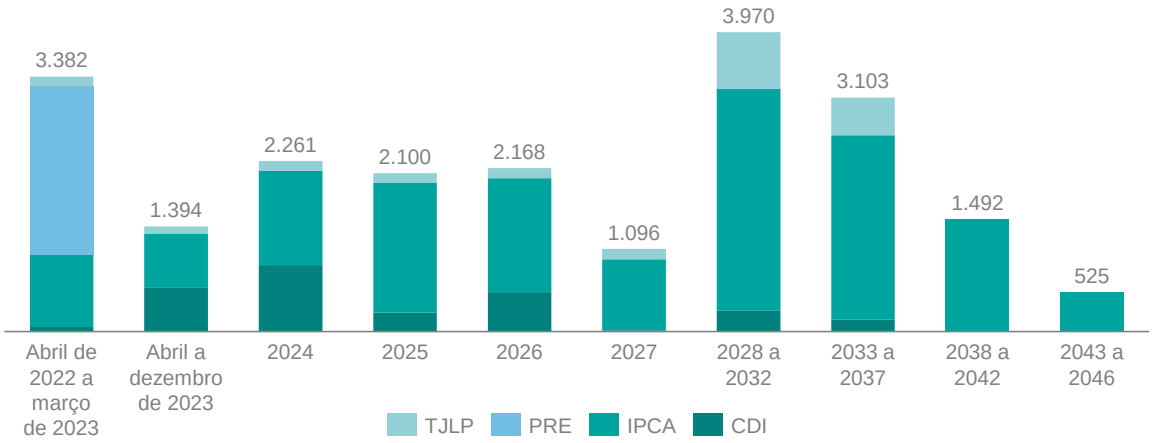
Dívida Bruta

R$ milhões



Cronograma de Vencimento da Dívida

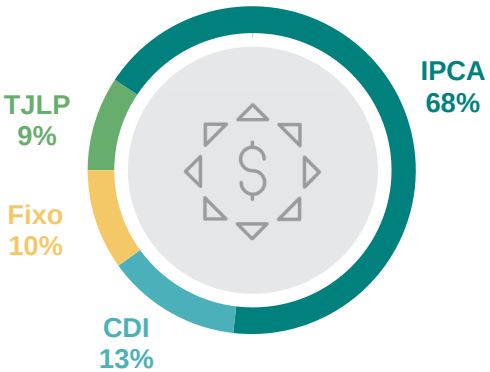
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 1T22 **foi 14,5%** — equivalente a IPCA + 2,9% — (8,7% — equivalente a IPCA + 2,5% — no fim do 1T21). O aumento em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à aceleração do IPCA no período.

Em 31 de março de 2022, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 16.045 milhões, aumento de 9,8%** em relação ao registrado ao fim do 1T21.

Composição da Dívida



Dívida Líquida

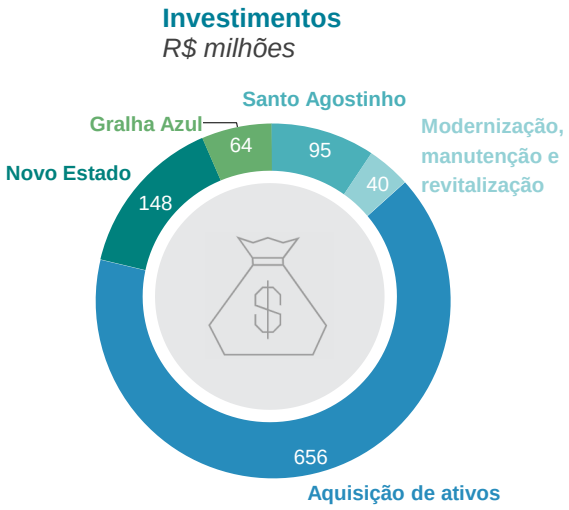
R$ milhões

	31/03/2022	31/12/2021	Var. %
Dívida bruta	21.118	20.645	2,3
Resultado de operações de *hedge*	373	(58)	(743,2)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(858)	(819)	4,9
Caixa e equivalentes de caixa	(4.588)	(5.156)	(11,0)
Dívida líquida total	**16.045**	**14.612**	**9,8**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,2X**	**2,0X**	


Usina Hidrelétrica Salto Osório

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T22 foram de R$ 1.003 milhões, dos quais (i) e R$ 656 milhões aplicados na aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta; (ii) R$ 307 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: R$ 148 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; R$ 64 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; e R$ 95 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (iii) R$ 39 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 1 milhão para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Por meio de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Performance”, com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO_2 em 46% entre 2019 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência) e atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Gestão de Energia, Meio Ambiente, Mudanças do Clima, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de março de 2022, 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 79,8% da capacidade total operada pela Companhia.

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

Fórum de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Fórum de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Fórum tem como objetivos:

- Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas anuais de sustentabilidade empresarial (“Metas ENGIE Brasil Energia de Sustentabilidade”), que são baseadas em quatro Programas — Desenvolvimento Cultural, Melhoria Ambiental, Inclusão Social e Educação para a Sustentabilidade — com iniciativas associadas a indicadores e pesos para avaliação ao fim de cada ano.



UHE Estreito – Projeto Gotas de Esperança

Destaques do Trimestre

- Realizou-se, na Usina Hidrelétrica São Salvador, uma Análise de Lacunas de ESG (ESG Gap Analysis Tool) e uma avaliação da intensidade de carbono através da ferramenta G-Res tool, ambas desenvolvidas pela International Hidropower Association (IHA). Tais ferramentas são utilizadas pela Climate Bond Initiative para certificação e emissão de Green e Climate Bonds para empreendimentos hidrelétricos.
- Foram realizadas reuniões com as Prefeituras dos municípios do entorno das Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago, para apresentação do processo de revisão do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatórios Artificiais (Pacuera). Já na Usina Hidrelétrica Miranda, que também passa por processo de atualização do Plano, foi finalizada a etapa de Consulta Pública. O Pacuera é um importante instrumento de entendimento entre órgãos reguladores, Companhia e comunidade, acerca dos usos múltiplos dos reservatórios.
- Foi publicado o Inventário de Gases de Efeito Estufa do ano de 2021 da Companhia, com asseguração de terceira parte. Disponível na íntegra em https://www.engie.com.br/uploads/2022/04/Inventario-de-GEE-ENGIE-2021.pdf.
- Foi celebrado no início do ano o “Janeiro Branco”, como um mês dedicado à reflexões e conscientizações relacionadas à saúde mental. Além de palestras específicas sobre a temática, houve reforço sobre uso das ferramentas atuais já disponibilizadas aos colaboradores e familiares para apoio psicológico, bem como para a adoção a um estilo de vida com equilíbrio entre aspectos pessoais e profissionais.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 1T22 e 1T21, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[4]	1T22	1T21	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Performance econômico-financeira e operacional - Descarbonização das próprias operações e de clientes	102-7, EU1	76	63	13
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.174	10.511	-3,2%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.453	8.790	-3,8%
4		Número de usinas certificadas		102-7, EU1, EU6	11	12	-1
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.115	8.127	-0,2%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	79,8%	77,3%	2,4 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.829	9.309	5,6%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	96,6%	88,6%	8,0 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	7.113	9.938	-28,4%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	5.593	8.031	-30,4%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	78,6%	80,8%	-2,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	6.687	8.230	-18,7%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	94,0%	82,8%	11,2 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	93,5%	89,7%	3,8 p.p.
15	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Mitigação e adaptação a mudanças do clima - Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades - Biodiversidade	304-3, 413-1	60.186	95.077	-36,7%
16		Número de visitantes às usinas e educação ambiental		413-1	19.966	21.172	-5,7%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1,087	0,932	16,6%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,075	0,160	-53,2%
19	Saúde e Segurança[3]	Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[5]	- Saúde, segurança, bem-estar e desenvolvimento de colaboradores	403-9	2,461	0,000	⬆
20		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-9	0,000	0,000	-
21		Taxa de Frequência (TF) obras[5]		403-9	0,330	0,572	⬇
22		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-9	113	452	Não Aplic.
23		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-9	663	1.429	Não Aplic.
24	Responsa-bilidade Social[7]	Investimentos não incentivados	- Apoio ao desenvolvimento sustentável das comunidades - Promoção dos direitos humanos e da diversidade, equidade e inclusão	201-1, 413-1	823,7	1.639,5	-49,8%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	136,0	244,0	-44,3%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	1.423,8	810,8	75,6%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	94,0	147,1	-36,1%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	38,5	0,0	-

Notas:

1 Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras).

2 Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

3 Os indicadores de Saúde e Segurança passaram por uma mudança metodológica no início de 2021, razão pela qual não há comparativos com períodos anteriores.

4 GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards e complemento setorial G4.

5 TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.

6 TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

7 Valores em milhares de reais.


CE Trairi – Projeto Irmã Vanda

Governança Corporativa

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência. 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.

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 três 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 Fórum de Ética, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2021, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento. Em 2020, foi ratificada a certificação ISO 37001 da ENGIE Brasil, 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. O referido Comitê, atuou no processo de aquisição da participação na Transportadora Associada de Gás - TAG.



Sede Administrativa Florianópolis

Mercado de Capitais

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia 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(à) acionista minoritário(a) 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 do Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em *ratings* de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

As ações da ENGIE Brasil Energia são negociadas na B3 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

No primeiro trimestre de 2022, o mercado financeiro nacional foi marcado pela valorização do real frente ao dólar – diretamente relacionado à valorização das *commodities* nos mercados globais, que estão com os preços pressionados pelos conflitos no Leste Europeu, — e pelo bom desempenho do Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) — em resposta à alta das taxas de juros no mercado nacional, — que levou o Brasil a ser um país atrativo para investidores estrangeiros, apesar da preocupação com a dívida pública ainda refletir na credibilidade. Adicionalmente, não podemos deixar de mencionar a flexibilização das restrições pela pandemia da Covid-19, trazendo boas perspectivas de retomada das atividades de produção, vendas e serviços no Brasil, e as chuvas acima do esperado para o período, recuperando os reservatórios do país, afastando as chances de racionamento para 2022.

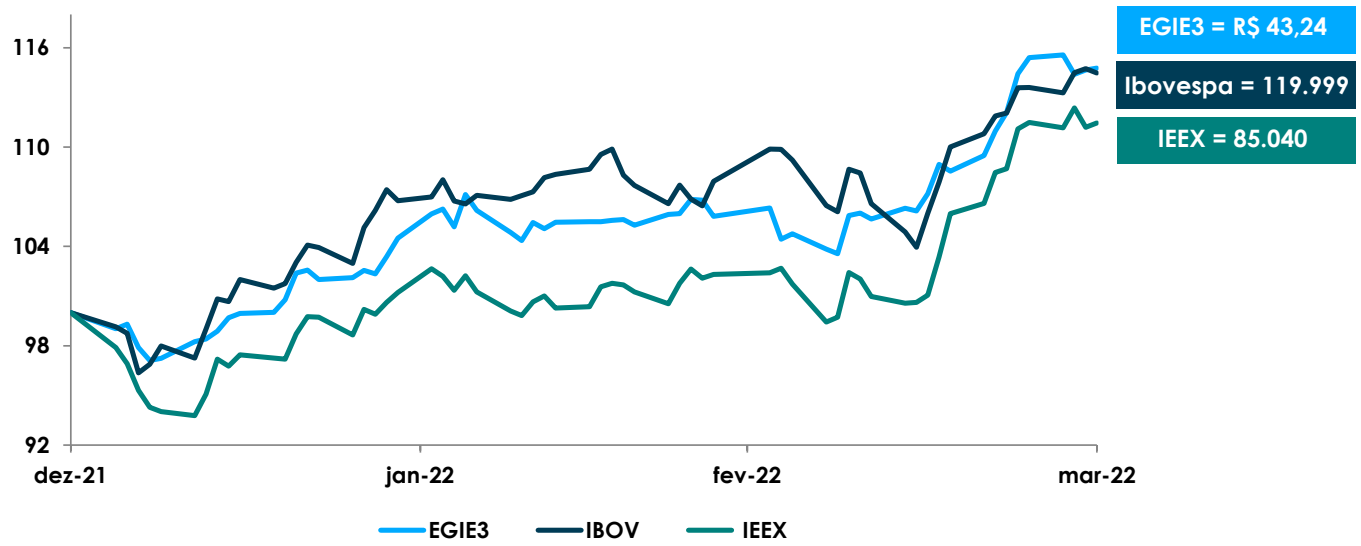
As ações da ENGIE Brasil Energia valorizaram 14,8% no primeiro trimestre de 2022, um pouco acima do Ibovespa, que fechou com resultado positivo de 14,5%, chegando praticamente aos 120 mil pontos. Já o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) valorizou 11,5%, no mesmo período, refletindo a melhora na hidrologia no Brasil.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 55,0 milhões no 1T22, 28,2% abaixo do registrado no 1T21, quando atingiu R$ 76,6 milhões.

No último pregão de março de 2022, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 43,24/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 35,3 bilhões.**

As ações da ENGIE Brasil Energia valorizaram 14,8% no 1T22, acima do Ibovespa que fechou com resultado positivo de 14,5% e do IEE que teve ganho de 11,5%.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2021)





Próximo Evento

A ENGIE Brasil Energia realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

Videoconferência de Divulgação de Resultados

(Em português - tradução simultânea para inglês)

Data: 6 de maio de 2022

Horário: 11:00h (horário de Brasília)

Link para conexão:
https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=Engie-1T22_385

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.

ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2022	31/12/2021
Ativo Circulante	**8.048.054**	**8.517.934**
Caixa e equivalentes de caixa	4.587.654	5.156.406
Contas a receber de clientes	1.202.250	1.114.105
Crédito de imposto de renda e contribuição social	240.763	248.324
Estoques	152.184	151.146
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	12.150	42.577
Ganhos não realizados em operações de *trading*	183.850	206.647
Depósitos vinculados	654.614	638.606
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	344.136	333.638
Ativo de contrato	458.025	387.529
Outros ativos circulantes	192.762	219.290
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**31.557.090**	**29.597.791**
Realizável a Longo Prazo	**8.957.115**	**8.668.982**
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	-	184.155
Ganhos não realizados em operações de *trading*	96.685	100.523
Depósitos vinculados	291.711	265.432
Depósitos judiciais	82.814	79.198
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	81.735	85.507
Ativo financeiro de concessão	2.794.630	2.729.112
Ativo de contrato	5.328.718	4.936.101
Outros ativos não circulantes	280.822	288.954
Investimentos	**3.035.800**	**2.366.708**
Imobilizado	**15.366.665**	**14.378.787**
Intangível	**4.024.857**	**4.038.156**
Direito de uso de arrendamentos	**172.653**	**145.158**
Total	**39.605.144**	**38.115.725**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2022	31/12/2021
Passivo Circulante	**5.791.562**	**5.775.159**
Fornecedores	609.664	649.962
Dividendos e juros sobre o capital próprio	9.612	56.558
Empréstimos e financiamentos	2.657.359	2.848.070
Debêntures	625.163	542.864
Arrendamentos a pagar	22.838	19.568
Concessões a pagar	280.196	274.071
Imposto de renda e contribuição social a pagar	163.092	82.443
Outras obrigações fiscais e regulatórias	103.832	106.555
Obrigações trabalhistas	185.523	171.232
Perdas não realizadas em operações de *trading*	170.202	190.348
Provisões	19.969	22.060
Obrigações com benefícios de aposentadoria	54.245	42.064
Outros passivos circulantes	889.867	769.364
Passivo Não Circulante	**25.450.361**	**24.407.969**
Empréstimos e financiamentos	11.153.448	10.749.031
Debêntures	6.156.720	5.994.752
Ações preferênciais resgatáveis	524.909	510.160
Arrendamentos a pagar	134.255	106.816
Concessões a pagar	4.735.336	4.544.720
Perdas não realizadas em operações de *trading*	77.709	80.414
Provisões	378.781	370.767
Obrigações com benefícios de aposentadoria	410.866	421.947
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.480.796	1.504.825
Outros passivos não circulantes	397.541	124.537
Patrimônio Líquido	**8.363.221**	**7.932.597**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(192.449)	-
Reservas de lucros	2.670.980	2.695.290
Ajustes de avaliação patrimonial	320.696	331.070
Lucros acumulados	657.425	-
Participação de acionista não controlador	3.921	3.589
Total	**39.605.144**	**38.115.725**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	1T22	1T21	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.062.301**	**3.249.940**	**-5,8**
Custos Operacionais	**(1.535.308)**	**(1.846.405)**	**-16,8**
Compras de energia	(575.931)	(432.452)	33,2
Transações no mercado de energia de curto prazo	(79.222)	(71.270)	11,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(148.859)	(142.209)	4,7
Combustíveis para geração	(41.520)	(125.388)	-66,9
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(20.389)	(25.774)	-20,9
Pessoal	(49.172)	(68.176)	-27,9
Materiais e serviços de terceiros	(85.017)	(92.301)	-7,9
Depreciação e amortização	(240.825)	(224.975)	7,0
Seguros	(18.903)	(20.768)	-9,0
Reversão de provisões operacionais líquidas	5.057	7.114	-28,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(264.642)	(680.416)	-61,1
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(1.908)	(4.973)	-61,6
Repactuação do risco hidrológico	-	51.961	-100,0
Outros	(13.977)	(16.778)	-16,7
Lucro Bruto	**1.526.993**	**1.403.535**	**8,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(58.068)**	**(70.676)**	**-17,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(70.550)	(70.101)	0,6
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquid	107.264	-	100,0
Alienação de subsidiária	(94.430)	-	-100,0
Outras despesas operacionais, líquidas	(352)	(575)	-38,8
Resultado de Participações Societárias	**172.566**	**174.529**	**-1,1**
Equivalência patrimonial	172.566	174.529	-1,1
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.641.491**	**1.507.388**	**8,9**
Resultado Financeiro	**(824.287)**	**(832.306)**	**-1,0**
Receitas financeiras	149.914	24.903	502,0
Despesas financeiras	(974.201)	(857.209)	13,6
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**817.204**	**675.082**	**21,1**
Imposto de renda	(119.939)	(102.712)	16,8
Contribuição social	(52.213)	(43.260)	20,7
Lucro Líquido do Exercício	**645.052**	**529.110**	**21,9**
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	644.720	528.801	21,9
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	332	309	7,4
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,7902**	**0,6481**	**21,9**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	3M22	3M21
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	817.204	675.082
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(172.566)	(174.529)
Depreciação e amortização	249.026	230.675
Reversão de redução ao valor recuperável de ativos, líquida	(107.264)	-
Repactuação do risco hidrológico	-	(51.961)
Variação monetária	456.557	507.957
Juros	487.793	335.077
Alienação de subsidiária	94.430	-
Remuneração de ativo de contrato	(248.573)	(137.766)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(154.213)	(127.678)
Perdas (ganhos) não realizados (as) em operações de *trading*, líquidos	3.784	(5.620)
Outros	(21.345)	(4.458)
Lucro Ajustado	**1.404.833**	**1.246.779**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(72.810)	220.318
Crédito de imposto de renda e contribuição social	5.564	18.015
Depósitos vinculados e judiciais	(4.052)	13.478
Ativo financeiro de concessão	78.197	72.172
Ativo de contrato	(214.540)	(702.242)
Outros ativos	93.375	40.074
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(107.884)	(34.376)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(3.847)	(595)
Obrigações trabalhistas	15.475	20.844
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(10.387)	(8.593)
Outros passivos	8.859	(20.458)
Caixa Gerado pelas Operações	**1.192.783**	**865.416**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(153.123)	(64.080)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(192.144)	(190.297)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**847.516**	**611.039**
Atividades de Investimento	**(540.755)**	**(233.319)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	-	32.501
Aplicação no imobilizado e no intangível	(86.610)	(265.845)
Aquisição de subsidiárias	(656.157)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	199.870	
Outros	2.142	25
Atividades de Financiamento	**(875.513)**	**(602.644)**
Captação de empréstimos e financiamentos	-	871.039
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de *hedge*	(73.264)	(67.899)
Pagamento de parcelas de concessões	(71.273)	(59.380)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(694.473)	(1.250.462)
Pagamento de arrendamentos	(3.780)	(5.532)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(32.723)	(90.684)
Outros	-	274
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(568.752)**	**(224.924)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	5.156.406	4.538.946
Saldo final	4.587.654	4.314.022
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(568.752)**	**(224.924)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos intermediários	638.669	-
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	7.817	6.829
Ativos líquidos de controladas adquiridas	499.414	-
Constituição de reserva de capital	192.449	
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(10.961)	328
Fornecedores de imobilizado e intangível	37.026	(34.179)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	14.002	37.934
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	1.997