EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 2T22

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 3/08/2022 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

IBOVESPA B3
IGC-NM B3
ITAG B3
ISE B3

Florianópolis (SC), 2 de agosto de 2022. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e período de seis meses, encerrado em 30 de junho de 2022 (2T22, 6M22/1S22). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R$ mil.

ENGIE Brasil Energia registra aumentos de 23,8% e 20,4% no Ebitda e Lucro Líquido ajustados, respectivamente, fruto da estratégia de crescimento contínuo da Companhia.

Conselho de Administração aprova distribuição de R$ 578 milhões sob a forma de dividendos intercalares.

Companhia arrematou lote 7 no Leilão de Transmissão 01/22 da Aneel, alavancando sinergias existentes com o Sistema de Transmissão Novo Estado.



Conjunto Eólico Umburanas

DESTAQUES

- O **lucro líquido ajustado** foi de **R$ 514 milhões** no 2T22, valor 20,4% (R$ 87 milhões) acima do alcançado no 2T21.
- O **Ebitda[1] ajustado** registrado no 2T22 foi de **R$ 1.897 milhões**, aumento de 23,8% (R$ 365 milhões) em comparação ao 2T21. A **margem Ebitda ajustada** foi de **63,3%** no 2T22, acréscimo de 14,4 p.p. em relação 2T21.
- A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 2.996 milhões** no 2T22, 4,4% (R$ 137 milhões) abaixo do montante apurado no 2T21.
- A Companhia registrou, no 2T22, efeito não recorrente de ***impairment* no valor de R$ 180 milhões**, em decorrência dos avanços nas negociações para a venda da Usina Termelétrica Pampa Sul.
- O **preço médio dos contratos** de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 219,52/MWh** no 2T22, valor 6,9% superior ao registrado no 2T21.
- A quantidade de **energia vendida** no 2T22, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.556 GWh (**4.376 MW médios**), volume 7,9% superior ao comercializado no 2T21.
- Iniciada a **operação remota da Usina Hidrelétrica Itá**, maior usina hidrelétrica operada pela ENGIE, a partir do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede em Florianópolis. Agora são 60 usinas operadas remotamente, representando 71,6% do parque gerador da Companhia.
- Com investimento previsto de R$ 300 milhões, **TAG assinou acordo para implementação de gasoduto de aproximadamente 25 km,** para conectar o terminal de gás natural liquefeito (GNL) da Centrais Elétricas de Sergipe (Celse) à sua rede de transporte de gás.
- Concluída a **aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá**, com capacidade instalada de aproximadamente 880 MW, localizado no estado da Bahia, pelo preço máximo de R$ 265 milhões (base maio/2022). A emissão do parecer de acesso, a assinatura do contrato de conexão ao *grid* e a obtenção de parte dos contratos fundiários permitem o avanço da implantação do ativo, com investimento estimado em cerca de R$ 6 bilhões.
- A ENGIE Brasil Energia foi um dos destaques do setor elétrico na premiação **Melhores do ESG 2022**, promovida pela revista Exame em parceria com a escola de negócios Ibmec.
- A Companhia arrematou, **no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022, o lote 7** que prevê instalação de um quilômetro de linhas de transmissão e uma subestação complementar ao projeto Novo Estado, no estado do Pará.

RESUMO DOS INDICADORES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Consolidado (Valores em R$ milhões)	2T22	2T21	Var.	6M22	6M21	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.996	3.133	**-4,4%**	6.059	6.383	**-5,1%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.456	1.132	**28,6%**	3.098	2.639	**17,4%**
Ebitda [1]	1.717	1.369	**25,4%**	3.607	3.108	**16,1%**
Ebitda Ajustado [2]	1.897	1.532	**23,8%**	3.774	3.271	**15,4%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.720	1.373	**25,3%**	3.380	2.956	**14,3%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	57,3	43,7	**13,6 p.p.**	59,5	48,7	**10,8 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) Ajustada [2]	63,3	48,9	**14,4 p.p.**	62,3	51,2	**11,1 p.p.**
Lucro Líquido	395	319	**23,8%**	1.040	848	**22,6%**
Lucro Líquido Ajustado	514	427	**20,4%**	1.150	956	**20,3%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	32,3	31,1	**1,3 p.p.**	32,3	31,1	**1,3 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	22,7	23,9	**-1,2 p.p.**	22,7	23,9	**-1,2 p.p.**
Dívida Líquida [6]	16.342	13.078	**25,0%**	16.342	13.078	**25,0%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	4.718	3.316	**42,3%**	4.009	3.955	**1,4%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.376	4.055	**7,9%**	4.263	4.130	**3,2%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	219,52	205,35	**6,9%**	224,84	205,24	**9,5%**
Número de Empregados - Total	1.218	1.598	**-23,8%**	1.218	1.598	**-23,8%**
Empregados EBE	1.148	1.473	**-22,1%**	1.148	1.473	**-22,1%**
Empregados em Projetos em Construção	70	125	**-44,0%**	70	125	**-44,0%**

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

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

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

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

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

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

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

EVENTO SUBSEQUENTE

- O Conselho de Administração aprovou a distribuição de **R$ 578 milhões sob a forma de dividendos intercalares (R$ 0,7082542240/ação), equivalente a 55% do lucro líquido distribuível** do primeiro semestre de 2022. As ações ficarão ex-dividendos a partir de 17 de agosto de 2022 e serão pagos em data a ser definida posteriormente pela Diretoria-Executiva.


Conjunto Eólico Umburanas

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Comprometidos com a sustentabilidade dos nossos negócios e a transição energética, continuamos fortalecendo a nossa presença no segmento de transmissão, capturando sinergias e ampliando a resiliência do nosso portfólio. Desta forma, em 30 de junho, orientados por uma atuação responsável em conformidade com a nossa disciplina financeira, participamos do leilão realizado pela Aneel e vencemos o Lote 7, que prevê a instalação de um km de linhas de transmissão no estado do Pará e uma subestação complementar ao Projeto Novo Estado, o qual encontra-se em implantação pela Companhia e já soma 93% de avanço das obras e 49% da Receita Anual Permitida (RAP). A compatibilidade entre os empreendimentos oferece potencial de redução do investimento e antecipação em ao menos 24 meses na operação comercial em relação aos prazos previstos pela Aneel.

A Companhia demonstra sua capacidade de execução e entrega em alto patamar de excelência, tanto nos projetos em implantação, quanto na gestão do portfólio em operação. No último trimestre, foi realizada a transferência formal do Sistema de Transmissão Gralha Azul para a fase operacional a partir da energização da Subestação Castro, alcançando 94% da RAP do projeto. A obra está totalmente concluída, restando apenas a conexão da Subestação Irati – Ponta Grossa e suas linhas associadas, que estão sob responsabilidade de outros desenvolvedores, e será concluída até março de 2023.

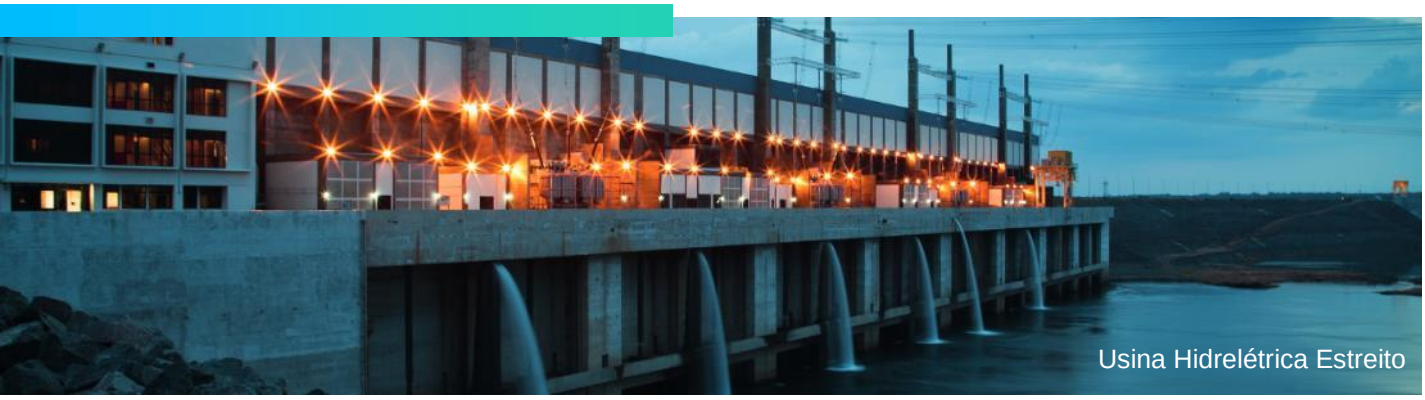
Na geração, destaca-se a estreia da operação remota da Usina Hidrelétrica Itá, em 30 de maio, a partir do Centro de Operação da Geração (COG) da ENGIE Brasil Energia, localizado em Florianópolis. Com 1.450 MW de capacidade instalada, a UHE Itá se une a outras 59 usinas já operadas remotamente pelo COG.

Neste segundo trimestre, também celebramos a entrada no período seco com volumes altos de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, o que é fundamental para a estabilidade do Sistema Elétrico Nacional. Nas usinas operadas pela Companhia, o índice de disponibilidade chegou a 89%, com produção de 3.982 MW médios nas hídricas, enquanto nas complementares, o montante foi de 736 MW médios.

No 2T22, a ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 3,0 bilhões, (-4,4% vs 2T21), diminuição causada, basicamente, pela redução do ritmo da implantação dos sistemas de transmissão e da queda do volume de operações de *trading*. A Companhia reconheceu *impairment* de R$ 180 milhões, em decorrência dos avanços no processo de venda da UTE Pampa Sul, assim, o Ebitda ajustado (que desconsidera o efeito mencionado de *impairment)* teve aumento de 23,8% em relação ao 2T21, atingindo R$ 1,9 bilhão no 2T22, com Margem Ebitda ajustada de 63,3% (+ 14,4 p.p.). Já o lucro líquido ajustado teve um incremento de 20,4% em relação ao mesmo trimestre de 2021, alcançando R$ 514 milhões no 2T22. Esses indicadores foram positivamente impactados pelos aumentos do preço médio líquido de venda de energia e quantidade de energia vendida, pelo aumento de contribuição do segmento de transmissão de energia, pelo melhor resultado nas transações realizadas no mercado de curto prazo, pela maior remuneração dos ativos financeiros de concessão, entre outros fatores.

> **“A Companhia demonstra sua capacidade de execução e entrega em alto patamar de excelência, tanto nos projetos em implantação, quanto na gestão do portfólio em operação.”**

Nossa previsão de investimentos para 2022 é de R$ 3,9 bilhões, sendo que no primeiro semestre foram injetados R$ 1,5 bilhão. Nossa posição de caixa, na ordem de R$ 4,3 bilhões e a relação dívida líquida/Ebitda de 2,1x, mantêm a Companhia em condição financeira confortável, em linha com a disciplina financeira necessária para o crescimento projetado.



Usina Hidrelétrica Estreito

O futuro é próspero. Além da implantação do Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Rio Grande do Norte, que contará com 434 MW de capacidade instalada e que já registrou 20% de avanço nas obras, ampliamos também nossa carteira de projetos com a inclusão do Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho (509 MW), a ser implantado na mesma região, além da conclusão, em 21 de junho, da aquisição do projeto eólico Serra do Assuruá, na Bahia, cuja capacidade instalada será de cerca de 880 MW. Desta forma, nossa carteira de projetos em estágio avançado de desenvolvimento ultrapassou 3,5 GW de capacidade a ser instalada.

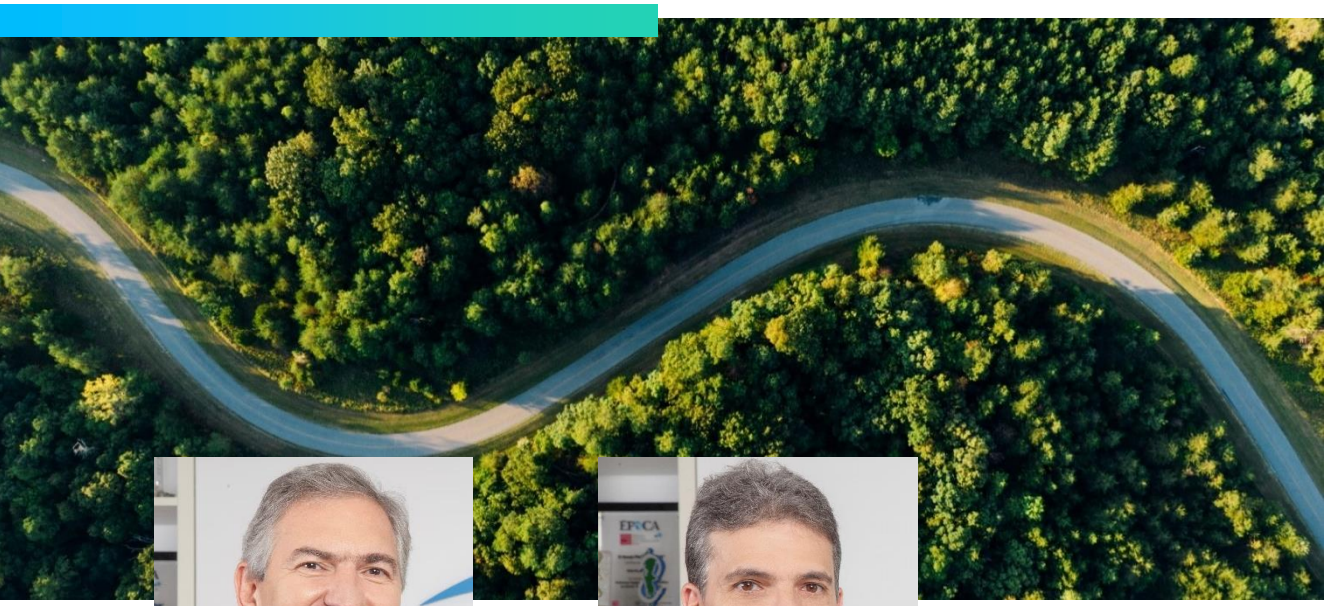
Com o objetivo de possibilitar a transição energética e apoiar as jornadas de descarbonização de setores mais complexos e intensivos em carbono, desde o mês de maio também estamos engajados no desenvolvimento de projetos de hidrogênio verde. Com esse fim, buscamos parcerias com diferentes segmentos industriais para avaliar oportunidades levando em consideração o equilíbrio entre riscos e retornos nos âmbitos econômico, social e ambiental.

Trabalhando com transparência, disciplina financeira e eficiência operacional, e tendo a nossa licença para atuar e crescer em longo prazo fundamentada no respeito às pessoas e ao planeta, realizamos no mês de junho o nosso Encontro Anual de Gestão Sustentável, com a participação de 452 colaboradores. Ao todo, foram 20 horas de capacitação por meio de palestras e painéis com foco em temas prioritários para a Companhia, como é o caso do caminho a ser percorrido para o atingimento da neutralidade em carbono e da qualidade dos relacionamentos integrativos com colaboradores, clientes, investidores, organizações e comunidades.

Evoluímos também em nossa cultura de segurança, partindo da máxima de que nenhuma vida pode estar em risco enquanto geramos e transmitimos a energia necessária para nosso país se desenvolver. Em julho, com a condução da consultoria Dupont, referência mundial para treinamentos de segurança, reunimos 38 profissionais de Segurança da ENGIE Brasil Energia para uma capacitação intensiva em ferramentas de análise e prevenção de acidentes.

Nossas ambições se mantêm em uma posição proativa e de vanguarda para o desenvolvimento sustentável. Somos conscientes de que a confiança na forma como conduzimos os negócios é o que nos permite continuar crescendo e gerando valor para a sociedade e, neste sentido, seguiremos direcionando nossas realizações para a construção de um mundo mais equilibrado e justo para as atuais e futuras gerações.

Boa leitura!





Eduardo
Antonio Gori Sattamini

Diretor-Presidente e de Relações com Investidores



Marcelo
Cardoso Malta

Diretor Financeiro

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No final do 2T22, a ENGIE Brasil Energia 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.

Parque Gerador em 30 de junho 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).

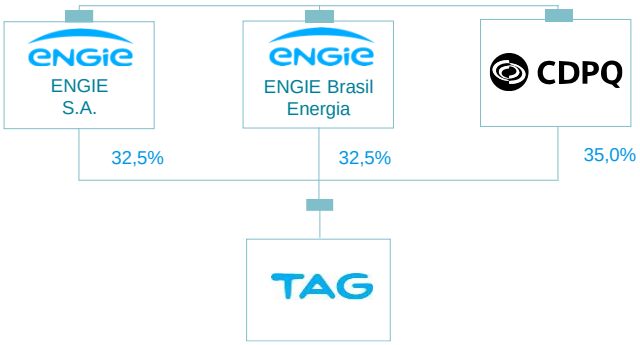
Maior transportadora de gás natural do Brasil, possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de recebimento de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão, atendendo entre outros, a 10 distribuidoras de gás, três refinarias, oito termelétricas e duas unidades de fertilizantes.

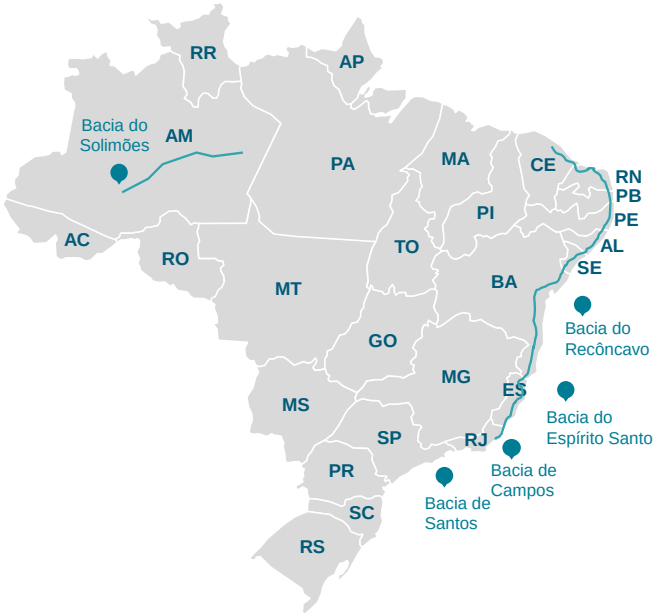
A presença da ENGIE Brasil Energia no segmento de gás natural no país está alinhada com a estratégia global do Grupo de ser líder na transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala, como os gasodutos da TAG, que contribuem para a diversificação e a descarbonização 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 totalmente contratada** 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 da Plataforma de Oferta de Capacidade (POC), criado em parceria com Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e Nova Transportadora do Sudeste (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, a partir de dezembro de 2021. Como resultado, **a TAG já assinou mais de 50 contratos extraordinários**, com 11 carregadores (de oito grupos econômicos distintos) além da Petrobras, que totalizavam um volume de 11,7 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2022.

Em 13 de junho de 2022, a TAG e a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse) **assinaram um contrato de conexão de acesso** para interligação de um terminal de armazenamento e regaseificação de GNL à rede de transporte da TAG. O projeto representa um marco na retomada dos investimentos em expansão na malha da TAG, abrangendo a construção de um gasoduto com aproximadamente 25 km de extensão, bem como a implementação das infraestruturas necessárias para viabilizar esta conexão. **A empresa planeja investir em torno de R$ 300 milhões na obra**, fortalecendo sua malha de gasodutos na região Nordeste. O projeto também é de suma importância por conectar um novo terminal GNL à malha da TAG, fortalecendo a competição, liquidez e gestão de flexibilidade dos agentes.



Detalhamento dos contratos legados com a Petrobras

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato [1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida [2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	40,0%	46% Cesta IGP*; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	dez-25	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	nov-30	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda-Vitória [3]	100	dez-22	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**4.500,0**		**74,3**	**100,0%**	

[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
[3] Início do faturamento em 01/01/2022.
** 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.*

Expansão

Jirau Energia.

A 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.

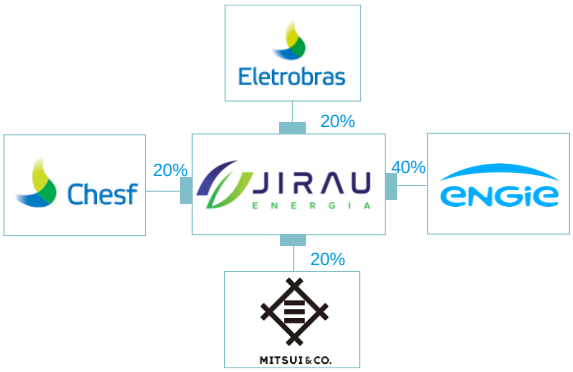
Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações Ltda. (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% 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 2Q22, a Jirau Energia gerou 2.133,6 MW médios, 23,6% abaixo dos 2.791,9 MW médios gerados no 2T21, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,1% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

A redução na geração é explicada pelas condições hidrológicas menos favoráveis entre os períodos em comparação, resultando em menor despacho pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

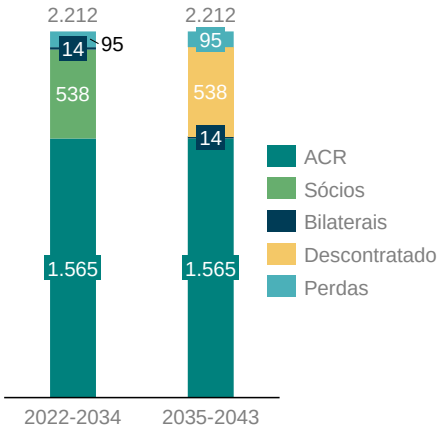
Jirau Energia gerou 2.133,6 MW médios no 2T22, atingindo FID de 99,1% no período (dados sujeitos à contabilização final da CCEE).

Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios



Lote 7.

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

O prazo limite para o início da operação da linha de transmissão é 30 de março de 2026, mas a ENGIE visualiza antecipação desse prazo em ao menos 24 meses, além de uma redução de capex da ordem de 30% sobre o investimento previsto pela Aneel.

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

1 Valor na data-base de junho de 2022.

Projetos de Transmissão em Implantação

Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Com 1.000 quilômetros de linhas de transmissão, cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes, o empreendimento está localizado no estado do Paraná. O prazo de concessão do serviço público de transmissão se encerra em março de 2038, com prazo limite para início da operação das linhas de transmissão em 9 de março de 2023.

Ao fim do 2T22, **a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 99,9% de avanço geral.** Nove linhas de transmissão e quatro seccionamentos que compõem o empreendimento estão energizados, restando apenas a conexão da Linha de Transmissão Irati – Ponta Grossa e um seccionamento para a operação comercial integral do projeto que, devido a restrições regulatórias, poderá ser concluída apenas em março de 2023.

A antecipação em relação ao prazo previsto no contrato de concessão se materializou e os ativos em operação comercial, no final do 2T22, estavam **gerando cerca de 94% de Receita Anual Permitida (RAP)** para a Companhia.

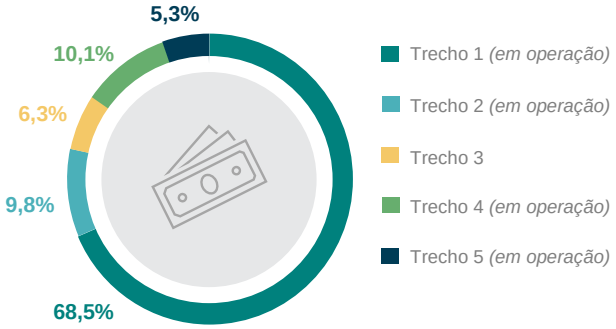
O adiantamento da operação comercial do projeto possibilita a solução de suprimento da energia de Itaipu para o estado do Paraná.



Implantação da linha de transmissão

A implantação atingiu 99,9% de avanço geral, restando apenas a conexão da LT Irati – Ponta Grossa e um seccionamento para a operação comercial integral do projeto, devido a restrições regulatórias.

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.

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 2T22, **o avanço geral da implantação do projeto Novo Estado alcançou 93,4%.** As obras atingiram 93% das fundações das torres, 80% da montagem e 63% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão. A linha de transmissão Serra Pelada – Itacaiúnas está em operação comercial desde dezembro de 2021 e as linhas de transmissão Serra Pelada – Miracema C1 e C2 entraram em operação em abril e maio de 2022, aumentando para **49% a geração de RAP do projeto.**

Com o fim do período chuvoso na região, foram retomadas as atividades na linha de transmissão Xingu – Serra Pelada, cuja previsão de entrada em operação é no quarto trimestre de 2022.



Lançamento de cabos

No fim do 2T22, o avanço geral da implantação do projeto alcançou 93,4%, permitindo a geração de 49% da RAP do Sistema de Transmissão Novo Estado.

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.

Ao fim do segundo trimestre de 2022 o progresso geral da obra estava em 19,5%, e o avanço das obras do BoP (*Balance of Plant*, excluindo os aerogeradores) já atingia 80%, tendo sido executadas no período atividades de: supressão de vegetação, escavação e concretagem das fundações da linha de transmissão; construção de acessos, escavação, concretagem, reaterro e *grouting* das bases e plataformas dos aerogeradores; implantação das redes de média tensão; e construção da subestação coletora, que acumulava 63% de avanço físico.



Construção da subestação

Quanto aos aerogeradores, de fornecimento da Siemens Gamesa, tanto o início do recebimento dos componentes principais quanto a **conclusão do comissionamento dos primeiros aerogeradores está prevista para o último trimestre de 2022.**

No 2T22, o avanço das obras do BoP atingiu 80%, com avanços nas atividades das linhas de transmissão, bases e plataformas dos aerogeradores, redes de média tensão e construção da subestação coletora.

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 Santo Agostinho	Solar	Lajes e Pedro Avelino (RN)	509,0	509,0
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	400,0	400,0
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	279,0	279,0
Conjunto 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			**3.528,0**	**3.528,0**

Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

Composto por 24 parques eólicos, o projeto possui **capacidade instalada outorgada de aproximadamente 880 MW** e está localizado no município de Gentio do Ouro, estado da Bahia, mesma região onde já estão em operação os Conjuntos Eólicos Campo Largo I e II e Umburanas I. O empreendimento já está com parecer de acesso emitido e contrato de conexão ao *grid* assinado, autorização regulatória emitida pela Aneel, contratos de direito de uso de superfície assinados e dados de vento, possibilitando o avanço da implantação do ativo, cujo investimento está estimado em cerca de R$ 6 bilhões. A emissão da licença ambiental de instalação está prevista para o início de 2023, o que possibilitará o início da implantação, com previsão de entrada gradual em operação comercial a partir do final de 2024.

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 até 870 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 Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

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

Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – Bahia.

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

Conjunto Fotovoltaico Alvorada – Bahia.

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

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

Desempenho Operacional

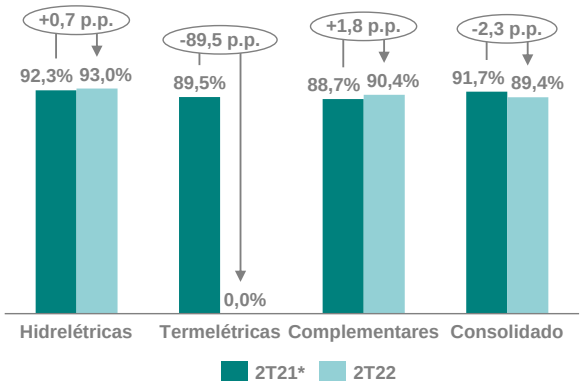
Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 2T22, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade interna global de **89,4%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, sendo 93,0% nas usinas hidrelétricas e 90,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas. A Usina Termelétrica Pampa Sul não operou no 2T22 e, para a disponibilidade do 2T21, foram desconsideradas as usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em razão da sua venda no 4T21.

A disponibilidade das **usinas hidrelétricas**, no segundo trimestre de 2022, teve elevação de 0,7 p.p. quando comparada ao mesmo período do ano anterior, principalmente por conta da maior disponibilidade das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no 2T22, que passaram por manutenções programadas nas Unidades Geradoras 2 e 3,

Disponibilidade

Considerando as paradas programadas



** Desconsiderando a disponibilidade do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no 2T21.*

respectivamente, no 2T21. Destaca-se que a Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, que esteve indisponível no 2T21 para modernização, retornou à operação em setembro de 2021, enquanto a Unidade Geradora 6 foi indisponibilizada em março de 2022, também para modernização.

Já nas **usinas complementares**, houve um aumento de 1,8 p.p. na disponibilidade no 2T22, comparando ao mesmo trimestre do ano anterior, principalmente por conta do retorno à operação da Usina Cogeração Lages, que no 2T21 esteve indisponível para manutenção no gerador.

Em relação às **usinas termelétricas**, a Usina Termelétrica Pampa Sul (atualmente a única termelétrica do portfólio da Companhia) foi desligada em 12 de março de 2022 para manutenção corretiva na caldeira e, após inspeção detalhada pelo corpo técnico local e especialistas externos, foi recomendada a extensão da parada para realização de manutenção preventiva na fornalha. Para fins de comparação, foram desconsideradas as usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda do cálculo de disponibilidade de 2021, em razão de sua venda, em outubro de 2021.


Usina Hidrelétrica Jaguara

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 10.303 GWh (4.718 MW médios) no 2T22, resultado **59,8% superior** à produção do 2T21, desconsiderando-se a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda neste período, em razão da sua venda no 4T21.

Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 8.696 GWh (3.982 MW médios) e as complementares, por 1.607 GWh (736 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, elevações de 94,8% e 22,2% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, em comparação ao 2T21. Conforme já mencionado, a Usina Termelétrica Pampa Sul não operou no segundo trimestre de 2022.

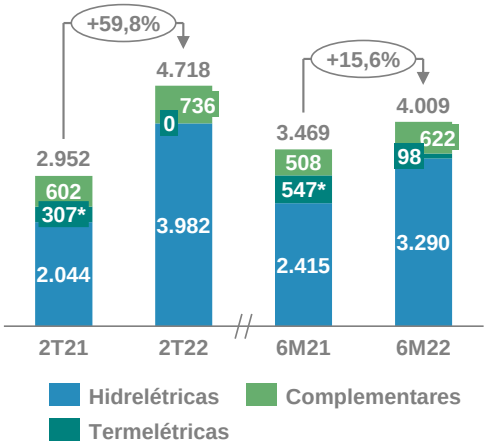
O aumento da geração **das usinas hidrelétricas** no 2T22, em comparação ao 2T21, ocorreu basicamente em razão do grande volume de chuvas na região Sul, fato que culminou na considerável elevação da produção de energia nas usinas do Rio Iguaçu (PR) e Rio Uruguai (SC/RS). Destaca-se a recuperação da capacidade total de armazenamento do reservatório da UHE Passo Fundo.

Nas usinas complementares, a elevação da geração se deve principalmente pela operação comercial plena do Conjunto Eólico Campo Largo II, que ainda estava em fase de construção e comissionamento no 2T21. A aquisição das usinas fotovoltaicas Paracatu e Floresta, a partir de 15 de março de 2022, também contribuiu com o aumento.

Por fim, com a elevação da produção de energia elétrica no 2T22, cumpre destacar que o montante de geração hidrelétrica não resulta necessariamente em alteração do desempenho econômico-financeiro da Companhia, por conta da 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.

Geração

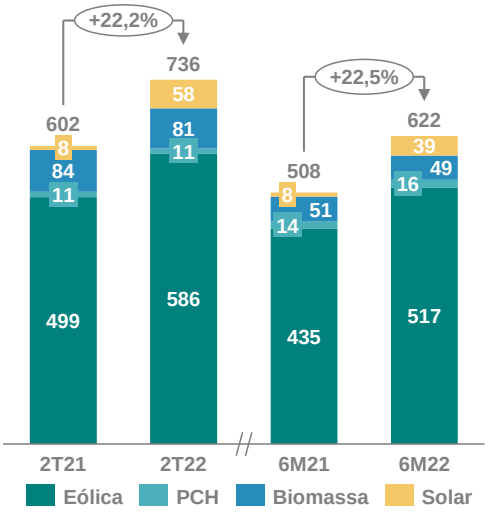
MW médios



** Desconsiderando a geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.*

Geração por Fonte Complementar

MW médios



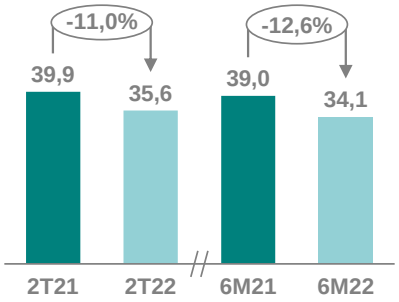
Transporte de Gás

No 2T22, a TAG transportou um volume médio de gás de 35,6 milhões de m³/dia (39,9 milhões de m³/dia no 2T21). O volume dos contratos extraordinários foi de 11,7 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 segundo trimestre, foi concluído o *ramp-up* das operações de manutenção da malha da TAG pela ENGIE Soluções em Manutenção (Esom), uma empresa do Grupo ENGIE no Brasil. Em paralelo, a TAG assumiu desde o 1T22 o total controle remoto de suas operações de transporte por meio da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada no escritório da empresa, na cidade do Rio de Janeiro. Com isso, o contrato com a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) foi encerrado conforme planejado, em 25 de junho de 2022.

Volume médio de gás movimentado

MM m³/dia

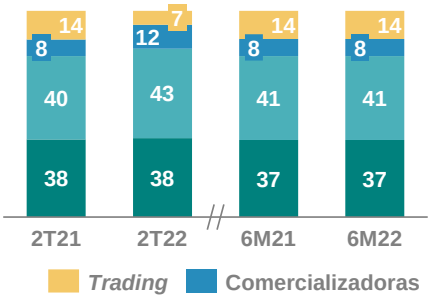


Portfólio de Venda de Energia Elétrica

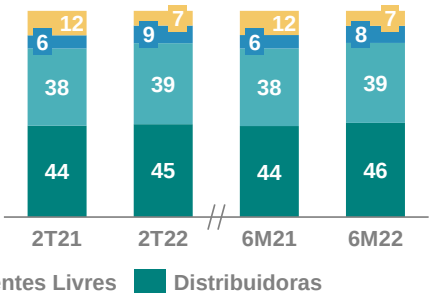
No 2T22, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) alcançou 43,3% do total das vendas físicas e 39,3% do total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração, aumento de 2,9 p.p. e 1,8 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O aumento da participação de consumidores livres nas vendas físicas foi motivado, principalmente, pelos novos contratos de fornecimentos celebrados no 2T22. Já a elevação na receita operacional líquida, entre os períodos em análise, ocorreu essencialmente, pela correção monetária sobre o preço dos contratos existentes.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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





Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **30 de junho 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	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.386	4.535	4.702	4.988	4.995	4.995				
+ Compras para Revenda	1.508	1.070	799	333	287	280				
= Recursos Totais (A)	**5.894**	**5.605**	**5.501**	**5.321**	**5.282**	**5.275**				
Vendas Leilões do Governo[1]	2.057	2.071	2.066	2.053	2.043	2.034				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	274,9	246,9
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	302,4	271,7
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	314,9	283,0
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	284,3	255,4
Proinfa	19	19	19	19	19	10	147,8	jun-04	463,2	446,3
1º Leilão de Reserva	14	14	14	2	-	-	158,1	ago-08	344,3	331,7
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	9	8	-	-	-	-	331,9	319,7
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	278,7	250,4
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	312,4	301,0
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	211,6	192,1
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	265,3	240,8
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	54	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	401,3	364,2
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	212,0	192,4
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	166,6	158,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	193,2	184,3
+ Vendas Bilaterais	3.230	2.765	2.348	1.748	1.198	748				
= Vendas Totais (B)	**5.287**	**4.836**	**4.414**	**3.801**	**3.241**	**2.782**				
Saldo (A - B)	**607**	**769**	**1.087**	**1.520**	**2.041**	**2.493**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	217,8	229,4	225,8							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	191,6	181,2	161,7							

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.

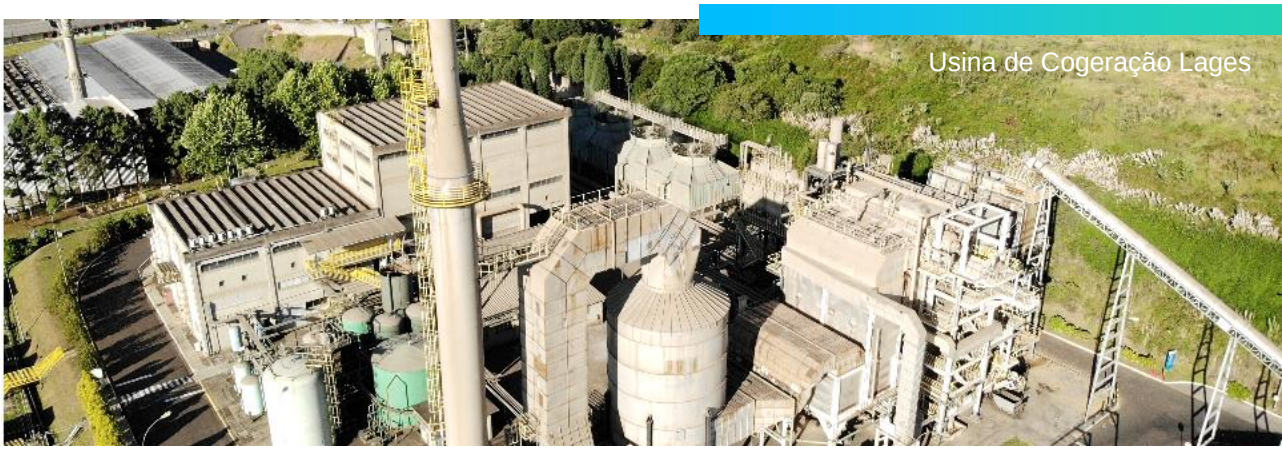
3 Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

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.


Usina de Cogeração Lages

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 2T22 X 2T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares[2]	Transporte de Gás	Consolidado
2T22						
Receita operacional líquida	2.366	466	164	-	-	2.996
Custos operacionais	(1.083)	(200)	(161)	-	-	(1.444)
Lucro bruto	**1.283**	**266**	**3**	**-**	**-**	**1.552**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(77)	3	(1)	-	-	(75)
Impairment	(180)	-	-	-	-	(180)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	160	160
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.026**	**269**	**2**	**-**	**160**	**1.457**
2T21						
Receita operacional líquida	2.049	776	298	10	-	3.133
Custos operacionais	(988)	(617)	(293)	(12)	-	(1.910)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.061**	**159**	**5**	**(2)**	**-**	**1.223**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(74)	-	(1)	(1)	-	(76)
Impairment	(163)	-	-	-	-	(163)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	147	147
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**824**	**159**	**4**	**(3)**	**147**	**1.131**
Variação						
Receita operacional líquida	317	(310)	(134)	(10)	-	(137)
Custos operacionais	(95)	417	132	12	-	466
Lucro (prejuízo) bruto	**222**	**107**	**(2)**	**2**	**-**	**329**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(3)	3	-	1	-	1
Impairment	(17)	-	-	-	-	(17)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	13	13
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**202**	**110**	**(2)**	**3**	**13**	**326**

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

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

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

Receita Operacional Líquida

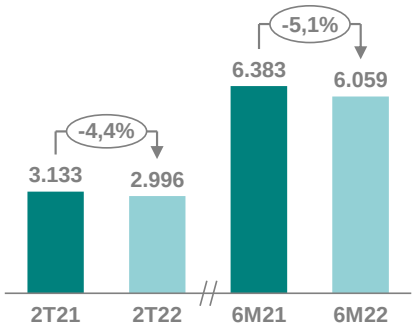
Receita por segmento – 2T22 X 2T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2T22					
Distribuidoras de energia elétrica	1.016	-	-	-	1.016
Consumidores livres	890	-	-	-	890
Remuneração dos ativos de concessão	164	292	-	-	456
Comercializadoras de energia elétrica	192	-	-	-	192
Receita de construção	-	166	-	-	166
Operações de *trading* de energia	-	-	163	-	163
Transações no mercado de curto prazo	62	-	-	-	62
Receita de serviços prestados	34	8	-	-	42
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	1	-	1
Outras receitas	8	-	-	-	8
Receita operacional líquida	**2.366**	**466**	**164**	**-**	**2.996**
2T21					
Distribuidoras de energia elétrica	916	-	-	-	916
Consumidores livres	774	-	-	-	774
Remuneração dos ativos de concessão	120	152	-	-	272
Comercializadoras de energia elétrica	129	-	-	-	129
Receita de construção	-	624	-	-	624
Operações de *trading* de energia	-	-	244	-	244
Transações no mercado de curto prazo	71	-	6	-	77
Receita de serviços prestados	31	-	-	-	31
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	48	-	48
Outras receitas	8	-	-	10	18
Receita operacional líquida	**2.049**	**776**	**298**	**10**	**3.133**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	100	-	-	-	100
Consumidores livres	116	-	-	-	116
Remuneração dos ativos de concessão	44	140	-	-	184
Comercializadoras de energia elétrica	63	-	-	-	63
Receita de construção	-	(458)	-	-	(458)
Operações de *trading* de energia	-	-	(81)	-	(81)
Transações no mercado de curto prazo	(9)	-	(6)	-	(15)
Receita de serviços prestados	3	8	-	-	11
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	(47)	-	(47)
Outras receitas	-	-	-	(10)	(10)
Receita operacional líquida	**317**	**(310)**	**(134)**	**(10)**	**(137)**

No 2T22, a receita operacional líquida reduziu 4,4% (R$ 137 milhões) quando comparada ao 2T21, passando de R$ 3.133 milhões para **R$ 2.996 milhões**. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

Receita Operacional Líquida

R$ milhões



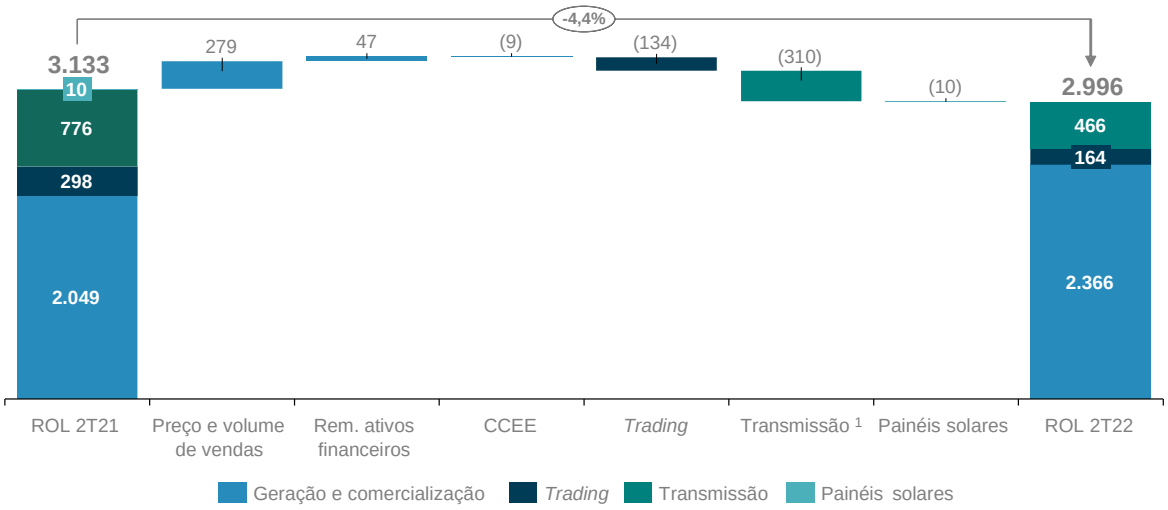
Geração e venda de energia do portfólio: acréscimo de R$ 317 milhões (15,5%), motivado, substancialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 279 milhões de elevação na receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado dos aumentos de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) aumento de R$ 44 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessão correspondentes à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (iii) redução de R$ 9 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Transmissão: decremento de R$ 310 milhões (39,9%) no segmento de transmissão. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

Trading: diminuição de R$ 134 milhões (45,0%) oriunda, principalmente, das reduções da receita das operações realizadas e dos ganhos com marcação a mercado das vendas futuras.

Evolução da Receita Operacional Líquida por Segmento

R$ milhões



¹ Redução de Capex na comparação entre os trimestres.

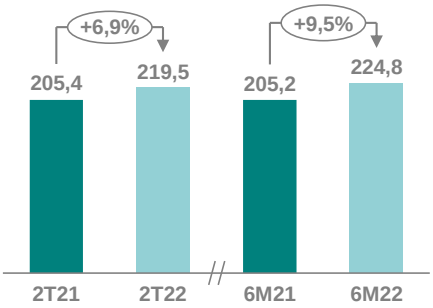
Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- Preço Médio Líquido de Venda

Preço Médio Líquido de Venda*

R$/MWh



O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, atingiu **R$ 219,52/MWh no 2T22, 6,9% superior** ao obtido no 2T21, cujo valor foi de R$ 205,35/MWh.

A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, parcialmente compensada pela redução nos preços do mercado de curto prazo em operações realizadas, principalmente, com comercializadoras.

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

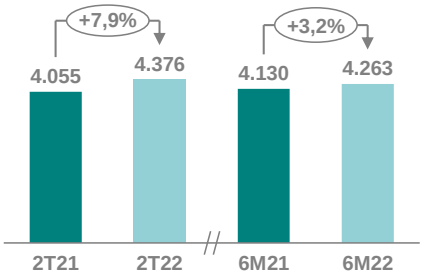
- Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 8.856 GWh (4.055 MW médios) no 2T21 para **9.556 GWh (4.376 MW médios) no 2T22**, um acréscimo de 700 GWh (321 MW médios), ou 7,9%, entre os períodos comparados.

Entre os trimestres em comparação, observa-se maior volume de vendas. Adicionalmente, a alienação da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante" ou "Sociedade"), ocorrida em 18 de outubro de 2021, não acarretou variação relevante na quantidade de energia vendida, em razão de contrato de compra de energia firmado entre a Companhia e a Sociedade.

Volume de Vendas*

MW médios



** Líquido de operações de trading.*

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

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.016 milhões no 2T22, R$ 100 milhões (10,9%) superior aos R$ 916 milhões auferidos no 2T21. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 86 milhões — acréscimo de 9,5% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 14 milhões — aumento de 53 GWh (24 MW médios) na quantidade vendida.

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

  - *Consumidores Livres:*

A receita de venda a consumidores livres aumentou R$ 116 milhões (15,0%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 774 milhões no 2T21 para **R$ 890 milhões no 2T22**. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 59 milhões — acréscimo de 293 GWh (135 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 57 milhões — incremento de 7,4% no preço médio líquido de vendas.

A elevação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, por novos contratos em fornecimento no 2T22. O aumento no preço médio líquido de vendas, foi motivado substancialmente, pela atualização monetária dos contratos vigentes.

  - *Comercializadoras:*

No 2T22, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 192 milhões, R$ 63 milhões (48,8%) superior à receita auferida no 2T21, que foi de R$ 129 milhões. Esse aumento resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 57 milhões — incremento de 354 GWh (162 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 6 milhões — acréscimo de 4,2% no preço médio líquido de vendas.

O acréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, por novos contratos. Os aumentos dos preços ocorreram, basicamente, pela atualização monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuados pela redução nos preços do mercado de curto prazo.

- Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 120 milhões, no 2T21, para **R$ 164 milhões no 2T22, aumento de R$ 44 milhões (36,7%)**, motivado, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e variação do IPCA.

- Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 2T22, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 62 milhões**, enquanto no 2T21 foi de R$ 71 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 9 milhões (12,7%)** 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 2T22 foi de R$ 34 milhões**, superior em R$ 3 milhões (9,7%) ao montante reconhecido no 2T21, de R$ 31 milhões, em decorrência, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

Custos Operacionais

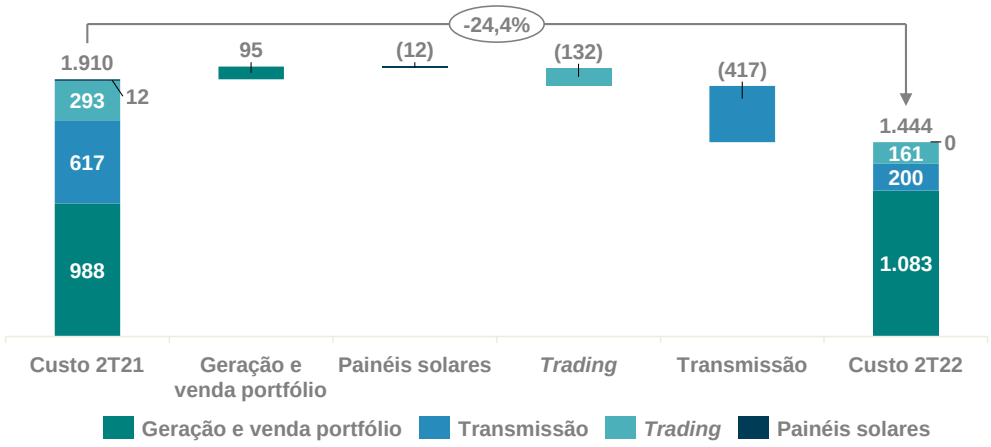
Custos por segmento – 2T22 x 2T21 (em R$ milhões)

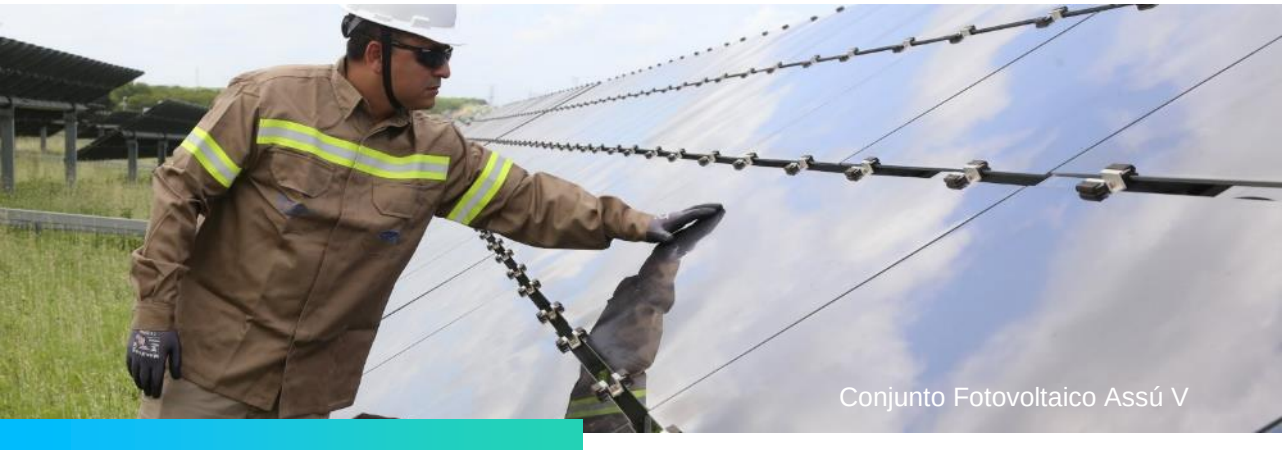
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Consolidado
2T22					
Compras de energia	423	-	157	-	580
Depreciação e amortização	251	-	-	-	251
Custos de construção	-	196	-	-	196
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	149	-	-	-	149
Materiais e serviços de terceiros	99	4	-	-	103
Pessoal	40	-	-	-	40
Transações no mercado de curto prazo	36	-	-	-	36
Royalties	34	-	-	-	34
Seguros	18	-	-	-	18
Combustíveis para geração	8	-	-	-	8
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	-	4
Outros custos operacionais, líquidos	25	-	-	-	25
Custos operacionais	**1.083**	**200**	**161**	**-**	**1.444**
2T21					
Compras de energia	208	-	250	-	458
Depreciação e amortização	231	-	-	-	231
Custos de construção	-	617	-	-	617
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	146	-	-	-	146
Materiais e serviços de terceiros	109	-	-	2	111
Pessoal	71	-	-	1	72
Transações no mercado de curto prazo	128	-	-	-	128
Royalties	11	-	-	-	11
Seguros	22	-	-	-	22
Combustíveis para geração	46	-	-	-	46
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	43	-	43
Outros custos operacionais, líquidos	16	-	-	9	25
Custos operacionais	**988**	**617**	**293**	**12**	**1.910**
Variação					
Compras de energia	215	-	(93)	-	122
Depreciação e amortização	20	-	-	-	20
Custos de construção	-	(421)	-	-	(421)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	3	-	-	-	3
Materiais e serviços de terceiros	(10)	4	-	(2)	(8)
Pessoal	(31)	-	-	(1)	(32)
Transações no mercado de curto prazo	(92)	-	-	-	(92)
Royalties	23	-	-	-	23
Seguros	(4)	-	-	-	(4)
Combustíveis para geração	(38)	-	-	-	(38)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(39)	-	(39)
Outros custos operacionais, líquidos	9	-	-	(9)	-
Custos operacionais	**95**	**(417)**	**(132)**	**(12)**	**(466)**

Os custos operacionais reduziram em R$ 466 milhões (24,4%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.910 milhões no 2T21 para **R$ 1.444 milhões no 2T22**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 417 milhões (67,6%) nos custos do segmento de transmissão; (ii) diminuição de R$ 132 milhões (45,1%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iii) elevação de R$ 95 milhões (9,6%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia.

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 2T21 e o 2T22 houve aumento de R$ 215 milhões (103,4%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, reflexo do que segue: (i) R$ 219 milhões — aumento de 1.191 GWh (546 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R$ 4 milhões — decréscimo de 2,1% no preço médio líquido de compras de energia.

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:** aumento de R$ 20 milhões (8,7%) entre os trimestres em análise. Esse aumento é consequência, principalmente, da amortização dos valores de repactuação do risco hidrológico, reconhecidos ao longo de 2021, 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$ 10 milhões (9,2%) no 2T22, 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.

- **Pessoal:** redução de R$ 31 milhões (43,7%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, de reversão de montantes de participação nos lucros e resultados e da alienação da subsidiária Diamante. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores.

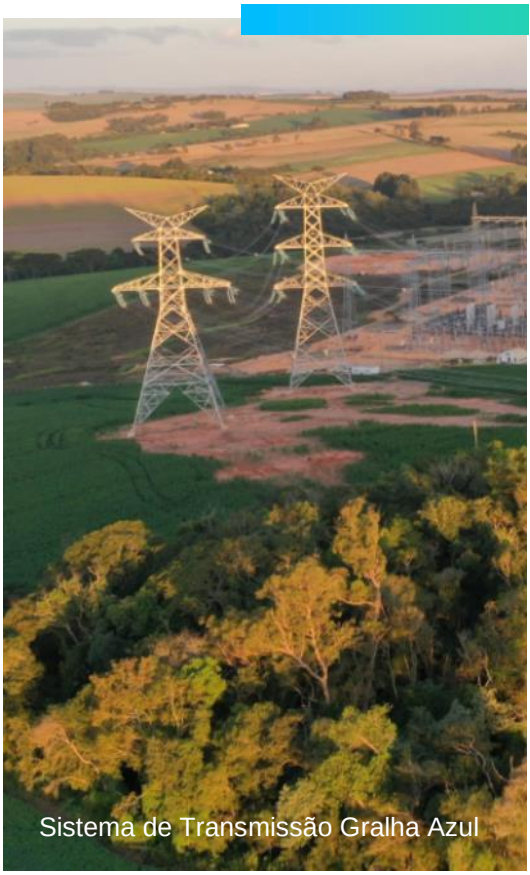
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R$ 92 milhões (71,9%). Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 23 milhões (209,1%) nos trimestres comparados, em decorrência, basicamente, de maior geração das usinas hidrelétricas e de reajuste anual.

- **Seguros:** decréscimo de R$ 4 milhões (18,2%) entre os trimestres comparados decorrente, sobretudo, da redução de gastos com franquias e pela alienação da subsidiária Diamante.

- **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 38 milhões (82,6%) na comparação entre o 2T21 e o 2T22, devido, principalmente, à redução de consumo de carvão próprio da UTE Pampa Sul, em razão de parada da Usina desde 12 de março de 2022 até o final do período em análise, em decorrência de manutenções essenciais para seu funcionamento, afetando a geração de energia elétrica, com previsão de conclusão no terceiro trimestre de 2022, e à alienação da subsidiária Diamante, em outubro de 2021.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia


Sistema de Transmissão Gralha Azul

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, e 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 2T22, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado tiveram autorizações adicionais do Operador Nacional do Sistema (ONS) de entradas em operação comercial parciais, o que representa, 94% e 49% dos ativos em operação comercial, respectivamente.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 266 milhões no 2T22, aumento de R$ 107 milhões (67,3%), em relação ao mesmo trimestre de 2021, cujo valor foi de R$ 159 milhões, devido, principalmente à elevação da receita de remuneração de infraestrutura de transmissão, a qual é impactada pela variação do IPCA. Adicionalmente, o valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 2T22 foi de R$ 93 milhões.

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R$ 2 milhões (40,0%), passando de R$ 5 milhões no 2T21 para R$ 3 milhões no 2T22, motivado pelos seguintes eventos: (i) R$ 12 milhões decorrentes de aumento no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas; (ii) R$ 8 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 30 de junho de 2021 e de 2022; e (iii) queda de R$ 6 milhões 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 2T22 e no 2T21, **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$ 26 milhões** e negativos em R$ 51 milhões, respectivamente. O montante representa um **acréscimo de R$ 77 milhões entre os períodos comparados**, sendo um incremento de R$ 83 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e uma redução de R$ 6 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, dos seguintes fatores: (i) maior impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF), em razão do menor volume de energia produzido pelo MRE, o qual, atrelado à relevante redução do PLD no 2T22 em comparação ao 2T21, resultou em variação positiva entre os períodos em análise; (ii) efeito positivo no MRE, em virtude da maior geração hidrelétrica; (iii) redução do impacto financeiro de operações de curto prazo no 2T22, quando comparado ao 2T21, em razão da expressiva queda do PLD entre os períodos em análise; e (iv) diminuição do resultado com geração térmica, devido à alienação da subsidiária Diamante.

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	2T22	2T21	Var. 2T (%)
Sul	55,70	233,36	(76,1%)
Sudeste/Centro-Oeste	55,70	229,44	(75,7%)
Nordeste	55,70	202,21	(72,5%)

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 2T22, a Companhia reconheceu R$ 180 milhões de *impairment*, valor superior em R$ 17 milhões (10,4%) aos R$ 163 milhões reconhecidos no mesmo trimestre em 2021. No 2T22, este efeito, não recorrente, foi motivado pelo reconhecimento de *impairment* em decorrência da intenção firme de venda da subsidiária UTE Pampa Sul, cuja avaliação preliminar dos valores de venda é inferior aos seus valores contábeis. No 2T21, este efeito, não recorrente, foi ocasionado pelo reconhecimento de *impairment* da subsidiária Diamante, em razão da evolução do seu processo de venda. As vendas estão alinhadas com as diretrizes firmadas pelo Grupo ENGIE, controlador da Companhia.

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:

	2T22		2T21	
DRE – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Receita operacional líquida	2.054	668	1.730	562
Custos dos serviços prestados	(766)	(249)	(549)	(178)
Lucro bruto	**1.288**	**419**	**1.181**	**384**
Despesas gerais e administrativas	(17)	(5)	(51)	(17)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.271**	**414**	**1.130**	**367**
Resultado financeiro	(521)	(169)	(440)	(143)
Lucro antes dos impostos	**750**	**245**	**690**	**224**
Imposto de renda e contribuição social	(258)	(85)	(237)	(77)
Lucro líquido da TAG	**492**	**160**	**453**	**147**

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

	2T22		2T21	
Ebitda – em R$ milhões	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.271**	**414**	**1.130**	**367**
Depreciação e amortização	166	54	161	52
Amortização da mais valia	228	74	217	71
Ebitda	**1.665**	**542**	**1.508**	**490**

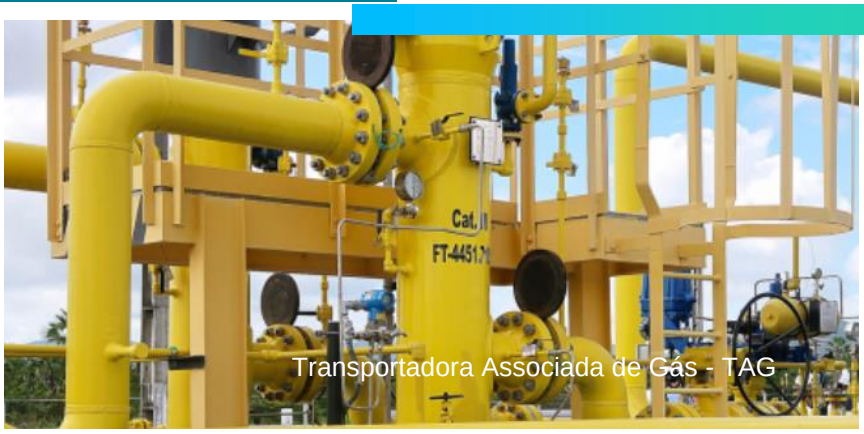
Entre o 2T21 e o 2T22, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 13 milhões (8,8%), passando de R$ 147 milhões para R$ 160 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R$ 52 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; (ii) aumento da despesa financeira líquida, de R$ 26 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; e (iii) elevação de R$ 8 milhões, nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude, basicamente do aumento do lucro antes dos impostos.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 30 de junho de 2022 e 31 de dezembro de 2021 eram estes:

Balanço Patrimonial	**30/06/2022**	**31/12/2021**
ATIVO		
Ativo circulante	**2.702**	**2.079**
Caixa e equivalentes de caixa	580	439
Contas a receber de clientes	1.547	1.439
Depósitos vinculados	-	5
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	181	-
Outros ativos circulantes	394	196
Ativo não circulante	**30.998**	**31.154**
Contas a receber de clientes	7	7
Depósitos vinculados	10	-
Ganhos não realizados com operações de *hedge*	209	-
Outros ativos não circulantes	699	653
Imobilizado	27.318	27.742
Intangível	2.755	2.752
Total	**33.700**	**33.233**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.774**	**3.707**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.323	3.377
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	-	11
Outros passivos circulantes	451	319
Passivo não circulante	**21.792**	**22.778**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	17.749	19.632
Perdas não realizadas com operações de *hedge*	-	412
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.161	2.075
Outros passivos não circulantes	882	659
Patrimônio líquido	**8.134**	**6.748**
Total	**33.700**	**33.233**


Transportadora Associada de Gás - TAG

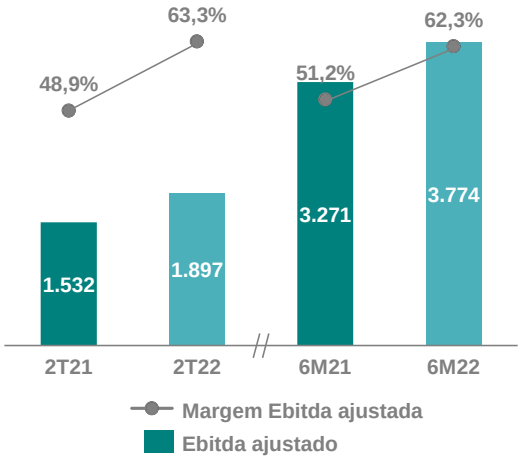
Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 2T22 x 2T21 (em R$ milhões)

	Energia elétrica					
	Geração	Transmissão	*Trading*	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2T22						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.026	269	2	-	160	1.457
Depreciação e amortização	260	-	-	-	-	260
Ebitda	**1.286**	**269**	**2**	**-**	**160**	**1.717**
Impairment	180	-	-	-	-	180
Ebitda ajustado	**1.466**	**269**	**2**	**-**	**160**	**1.897**
Margem Ebitda ajustada	**62,0%**	**57,7%**	**1,2%**	**-**	**-**	**63,3%**
2T21						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	824	159	4	(3)	147	1.131
Depreciação e amortização	238	-	-	-	-	238
Ebitda	**1.062**	**159**	**4**	**(3)**	**147**	**1.369**
Impairment	163	-	-	-	-	163
Ebitda ajustado	**1.225**	**159**	**4**	**(3)**	**147**	**1.532**
Margem Ebitda ajustada	**59,8%**	**20,5%**	**1,3%**	**(30,0%)**	**-**	**48,9%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	202	110	(2)	3	13	326
Depreciação e amortização	22	-	-	-	-	22
Ebitda	**224**	**110**	**(2)**	**3**	**13**	**348**
Impairment	17	-	-	-	-	17
Ebitda ajustado	**241**	**110**	**(2)**	**3**	**13**	**365**
Margem Ebitda ajustada	**2,2 p.p.**	**37,2 p.p.**	**(0,1 p.p.)**	**-**	**-**	**14,4 p.p.**

Entre o 2T22 e o 2T21, o Ebitda ajustado aumentou R$ 365 milhões (23,8%), passando de R$ 1.532 milhões no 2T21 para **R$ 1.897 milhões no 2T22**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 241 milhões (19,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 110 milhões (69,2%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iii) R$ 13 milhões (8,8%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iv) R$ 3 milhões (100,0%) no segmento de painéis solares, o qual foi alienado no primeiro trimestre de 2022. Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelo **efeito negativo** de R$ 2 milhões (50,0%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

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.*

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos efeitos positivos, foram: (i) R$ 279 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 83 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) R$ 44 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das UHEs Jaguara e Miranda; (iv) R$ 38 milhões com consumo de combustível próprio; (v) R$ 31 milhões com custos de pessoal; e (vi) R$ 6 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros. Esses efeitos foram atenuados pelo decréscimo dos seguintes fatores: (viii) R$ 215 milhões nas compras de energia; (ix) R$ 23 milhões em *royalties*; e (x) R$ 2 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

Adicionalmente, a elevação do Ebitda é impactada diretamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R$ 140 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) R$ 37 milhões de decréscimo do resultado de construção, haja vista a evolução das obras; e (iii) R$ 8 milhões de reconhecimento de Receita Anual Permitida (RAP) de O&M.

Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou aumento de 14,4 p.p., passando de 48,9% no 2T21 para 63,3% no 2T22.

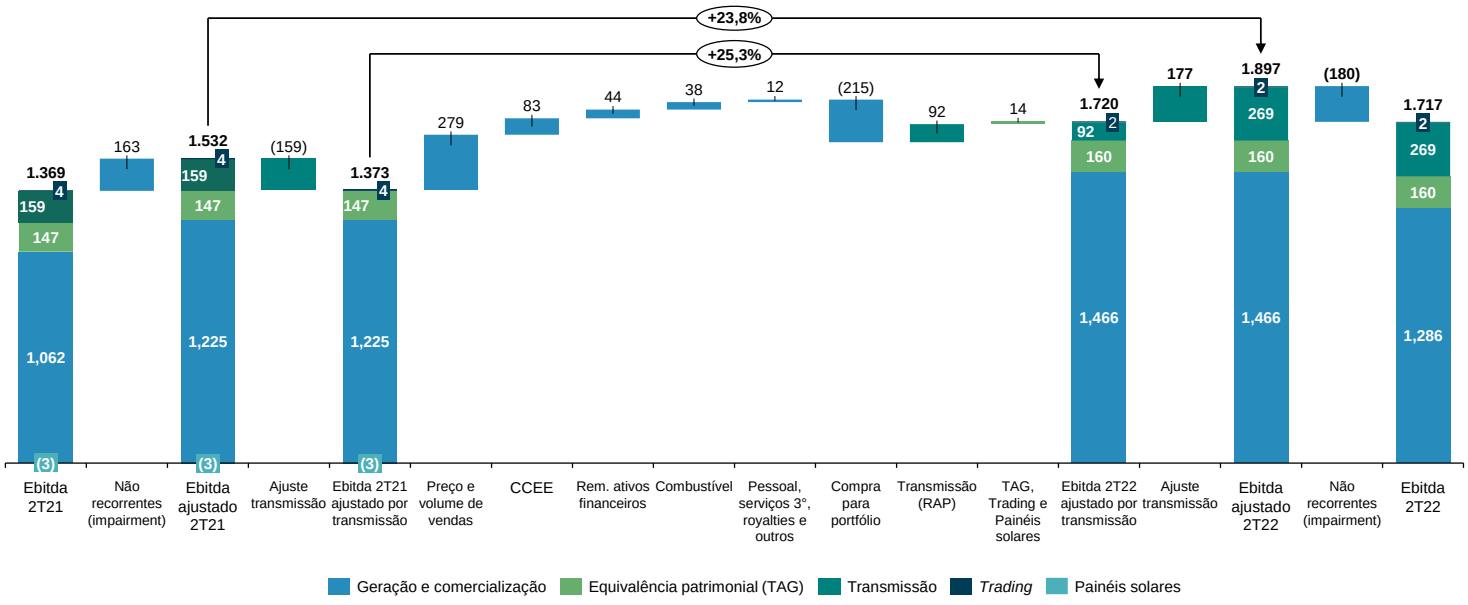
Destaca-se que a margem Ebitda ajustada consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia e do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção das linhas de transmissão, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas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

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

(Valores em R$ milhões)	2T22	2T21	Var. %	6M22	6M21	Var. %
Lucro líquido	395	319	23,8	1.040	848	22,6
(+) Imposto de renda e contribuição social	81	56	44,6	253	203	24,9
(+) Resultado financeiro	981	756	29,8	1.805	1.588	13,7
(+) Depreciação e amortização	260	238	9,2	509	469	8,5
Ebitda	**1.717**	**1.369**	**25,4**	**3.607**	**3.108**	**16,1**
Efeitos não recorrentes						
(+) *Impairment*	180	163	10,4	73	163	-55,2
(+) Alienação de subsidiária	-	-	0,0	94	-	100,0
Ebitda ajustado	**1.897**	**1.532**	**23,8**	**3.774**	**3.271**	**15,4**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(269)	(159)	69,2	(502)	(315)	59,4
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	92	-	100,0	108	-	100,0
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão	**1.720**	**1.373**	**25,3**	**3.380**	**2.956**	**14,3**

Evolução do Ebitda

R$ milhões




Conjunto Eólico Trairi

Resultado Financeiro

(Valores em R$ milhões)	2T22	2T21	Variação	6M22	6M21	Variação
Renda de aplicações financeiras	136	33	103	273	53	220
Outras receitas financeiras	16	30	(14)	29	36	(7)
Total receitas financeiras	**152**	**63**	**89**	**302**	**89**	**213**
Dívida:						
Juros	(412)	(250)	(162)	(783)	(480)	(303)
Atualização monetária	(409)	(201)	(208)	(707)	(418)	(289)
Outras despesas financeiras, líquidas	(56)	(25)	(31)	(93)	(63)	(30)
Total despesas financeiras	**(877)**	**(476)**	**(401)**	**(1.583)**	**(961)**	**(622)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(140)	(241)	101	(298)	(521)	223
Atualização a valor presente	(116)	(102)	(14)	(226)	(195)	(31)
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(256)**	**(343)**	**87**	**(524)**	**(716)**	**192**
Resultado financeiro	**(981)**	**(756)**	**(225)**	**(1.805)**	**(1.588)**	**(217)**

Receitas financeiras: no 2T22, as receitas financeiras atingiram R$ 152 milhões, R$ 89 milhões ou 141,3% acima dos R$ 63 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2021, em razão, substancialmente, do aumento de R$ 103 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pela variação do CDI entre os trimestres analisados.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T22 foram de R$ 877 milhões, isto é, R$ 401 milhões ou 84,2% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R$ 476 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R$ 370 milhões sobre dívida, entre os trimestres analisados, dos quais: (i) R$ 208 milhões de atualização monetária, pela variação dos índices inflacionários; e (ii) R$ 162 milhões de juros. Os itens (i) e (ii) foram impactos pela emissão de debêntures e contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2021.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 87 milhões (25,4%), atingindo R$ 256 milhões no 2T22 em contrapartida aos R$ 343 milhões no 2T21, em virtude dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 101 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da alteração do índice inflacionário do contrato de concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, a partir de outubro de 2021, para IPCA em substituição ao IGP-M, contrabalanceado pela aceleração do IPCA; e (ii) R$ 14 milhões de acréscimo pela atualização a valor presente das concessões a pagar.

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

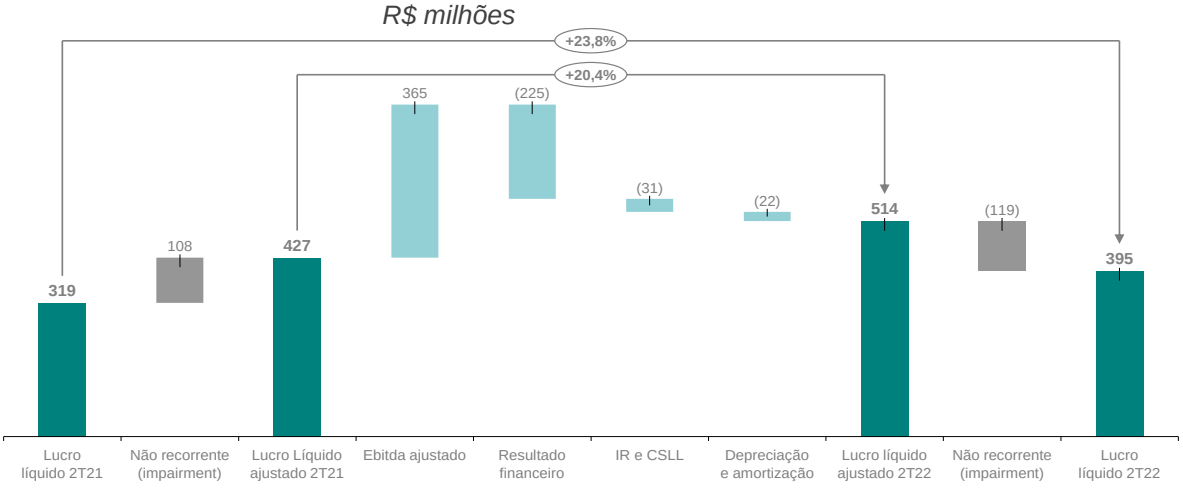
As despesas com IR e CSLL no 2T22 foram de R$ 81 milhões, R$ 25 milhões (44,6%) superiores às registradas no mesmo trimestre de 2021, de R$ 56 milhões, motivado pelo aumento do lucro, antes do IR e CSLL entre os períodos observados. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo maior benefício de incentivos fiscais no 2T22 se comparado ao 2T21. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, variaram R$ 31 milhões ou 27,6%, entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 2T22 foi de R$ 395 milhões, R$ 76 milhões ou 23,8% maior do que os R$ 319 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse acréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 365 milhões no Ebitda ajustado; (ii) incremento de R$ 22 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo de R$ 225 milhões do resultado financeiro líquido; (iv) acréscimo de R$ 31 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; e (v) aumento de efeitos não recorrentes com impacto líquido negativo de R$ 11 milhões. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido aumentou em R$ 87 milhões (20,4%) entre os trimestres em comparação.

Evolução do Lucro Líquido

R$ milhões



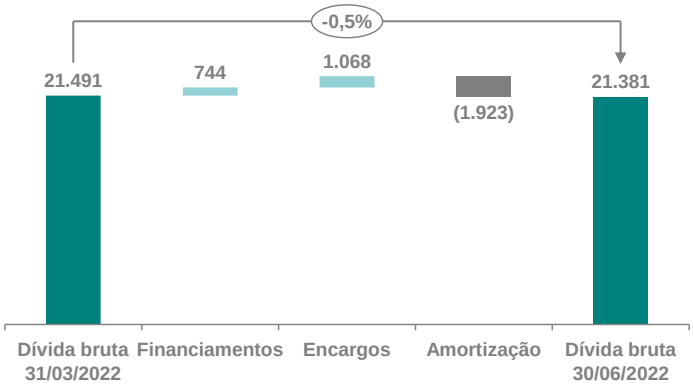
Endividamento

Em 30 de junho 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$ 21.381 milhões — redução de 0,5%** (R$ 110 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2022. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 2T22 era de **7,4 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 2T22: (i) R$ 744 milhões de saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, para financiamento dos projetos em construção; (ii) geração de R$ 1.068 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 1.923 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

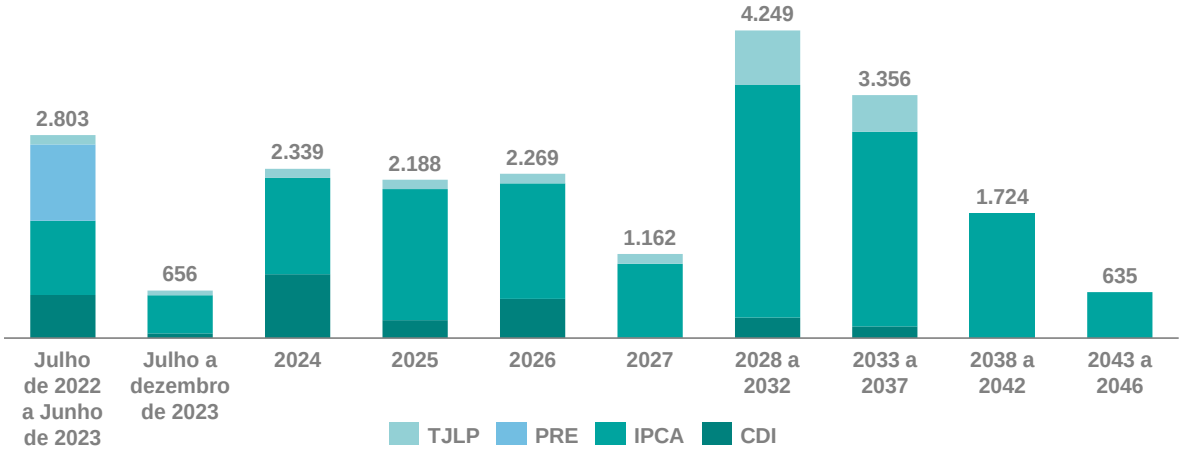
Dívida Bruta

R$ milhões



Cronograma de Vencimento da Dívida

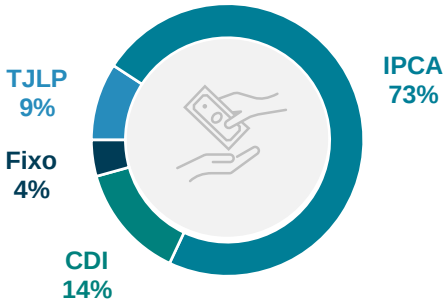
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 2T22 **foi 15,8%** — equivalente a IPCA + 3,5% — (11,2% — equivalente a IPCA + 2,6% — no fim do 2T21). O aumento em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se, principalmente, à aceleração do IPCA no período.

Em 30 de junho 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$ 16.342 milhões, aumento de 1,9%** em relação ao registrado ao fim do 1T22.

Composição da Dívida



Dívida Líquida

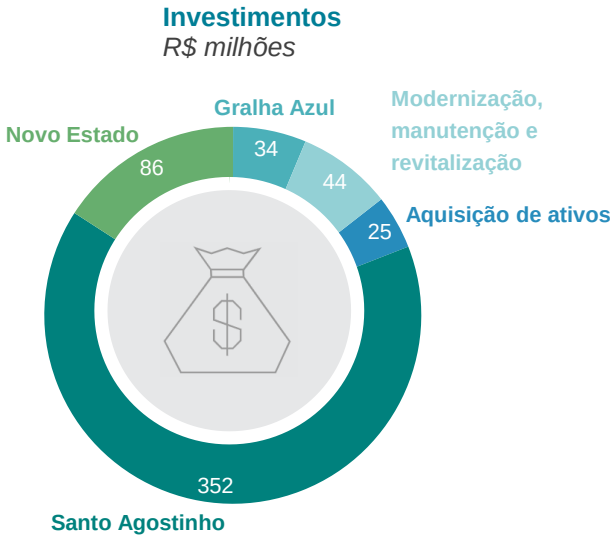
R$ milhões

	30/06/2022	31/03/2022	Var. %
Dívida bruta	21.167	21.118	0,2
Resultado de operações de *hedge*	213	373	(42,9)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(725)	(858)	(15,5)
Caixa e equivalentes de caixa	(4.313)	(4.588)	(6,0)
Dívida líquida total	**16.342**	**16.045**	**1,9**
Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses	**2,1X**	**2,2X**	


Usina Hidrelétrica Salto Osório

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T22 somaram R$ 541 milhões, dos quais (i) R$ 25 milhões aplicados na aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R$ 472 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 352 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I; (ii.ii) R$ 86 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; e (ii.iii) R$ 34 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; (iii) R$ 33 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 11 milhão para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 2 de agosto de 2022, o crédito de **dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2022**, no valor de **R$ 577,9 milhões (R$ 0,7082542240 por ação)**, representando um ***payout* de 55%** do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2022.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos a partir de 17 de agosto de 2022**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria-Executiva e a comunicação se dará por meio de Aviso aos Acionistas.

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 30 de junho 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

- Maio foi o Mês de Combate ao Assédio na ENGIE, período em que se fortaleceu conceitos relacionados ao tema, com vídeos explicativos e depoimentos de colaboradores. Foi também uma oportunidade para reforço à divulgação do canal de denúncias externo: www.canalintegro.com.br/engiebrasil. Todos os casos são tratados com sigilo e confidencialidade, com garantia de anonimato.
- No mesmo mês, foi realizada a campanha de Segurança no Trânsito, como parte do Movimento Maio Amarelo, cujo objetivo é chamar a atenção da sociedade para o alto índice de mortes e feridos no trânsito em todo o mundo.
- Entre maio e junho foram abertas as inscrições para o programa de *trainees* na ENGIE Brasil Energia, com vagas afirmativas para mulheres engenheiras. Trata-se de uma ação de Diversidade & Inclusão, em linha com os investimentos da Companhia para acelerar a equidade de gênero. Foram 11 vagas, em diferentes regiões do Brasil.
- Em 22 de junho ocorreu o "Innovation Day", evento promovido pela ENGIE Brasil, cujo foco é divulgar e promover um ambiente de inovação, com vistas ao futuro dos negócios e da sociedade. O evento foi aberto ao público em geral, com transmissão em tempo real, e está disponível na íntegra em: https://www.youtube.com/watch?v=k0x2E5MuA7c.
- Nos dias 29 e 30 de junho, foi realizado o "Encontro de Gestão Sustentável" – evento que busca engajar todos os colaboradores na temática e que também proporciona um fórum de debates e *workshops* internos para evolução de práticas sustentáveis. Neste ano, o primeiro dia do evento foi focado na temática "*Carbon Net Zero*", com palestra de Carlos Nobre e Vanessa Pinsky, e no segundo dia, o tema foi "Engajamento e Gestão de *Stakeholders*", com a participação de Edson Barbero.
- Como parte das celebrações do Mês do Orgulho LGBTQ+ (junho), foi lançado o Guia LGBTQ+ da ENGIE, um guia educacional que promove o entendimento, a aceitação e a valorização das diferenças de cada um de nossos colaboradores, fazendo do local de trabalho um lugar seguro e livre de discriminação – compromissos que se aplicam também a nossas partes interessadas. O lançamento do Guia foi celebrado com um *webinar* sobre o tema.
- Como mais um passo para alavancar a jornada de descarbonização dos nossos clientes, empresas com consumo de energia anual a partir de 1.000 MWh já poderão adquirir os I-RECs diretamente na plataforma *online* Energy Place.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como prática divulgar, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade. A tabela a seguir apresenta os dados relativos ao 2T22 e 2T21, associando cada indicador aos da GRI *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	2T22	2T21	Variação	6M22	6M21	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia - Gestão de Emissões	102-7, EU1	76	68	8	76	68	8
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.174	10.679	-4,7%	10.174	10.679	-4,7%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.453	8.958	-5,6%	8.453	8.958	-5,6%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	11	12	-1	11	12	-1
5		Capacidade operada certificada (MW)		102-16, EU6	8.115	8.127	-0,2%	8.115	8.127	-0,2%
6		Capacidade operada certificada em relação à total		102-16, EU6	79,8%	76,1%	3,7 p.p.	79,8%	76,1%	3,7 p.p.
7		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.829	9.477	3,7%	9.829	9.477	3,7%
8		Capacidade operada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	96,6%	88,7%	7,9 p.p.	96,6%	88,7%	7,9 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	10.303	7.242	42,3%	17.416	17.179	1,4%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	8.696	4.672	86,1%	14.290	12.703	12,5%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	84,4%	64,5%	19,9 p.p.	82,0%	73,9%	8,1 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	10.303	5.776	78,4%	16.990	14.006	21,3%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	100,0%	79,8%	20,2 p.p.	97,6%	81,5%	16,0 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	89,4%	87,7%	1,7 p.p.	91,3%	88,7%	2,6 p.p.
15	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões - Impulso à prosperidade das comunidades locais - Água e efluentes - Biodiversidade	304-1, 413-1	52.709	65.954	-20,1%	112.895	166.169	-32,1%
16		Número de visitantes às usinas e educação ambiental		413-1	52.112	13.891	275,1%	72.078	35.018	105,8%
17		Captação de água (milhares de megalitros)[4]		303-3	0,5	150,6	-99,7%	1,3	269,5	-99,5%
18		Consumo de água (milhares de megalitros)[4]		303-5	0,5	1,7	-70,6%	1,2	4,1	-70,7%
19		Emissões totais tCO_2e[4]		D305-1, D305-2, D305-3	6.967	1.537.559	-99,5%	424.144	3.288.988	-87,1%
20		Intensidade de emissões de CO_2 (Usinas a comb. fóssil) (kg/MWh)[4]		D305-1, D305-2, D305-3	0,0	1.080,0	-100,0%	1,1	1.090,0	-99,9%
21		Intensidade de emissões de CO_2 (Parque gerador) (kg/MWh)[4]		D305-1, D305-2, D305-3	1,0	200,0	-99,5%	32,0	180,0	-82,2%
22	Pessoas	Total de colaboradores	- Segurança das equipes e das comunidades - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	102-8	1.148	1.473	-22,1%	1.148	1.473	-22,1%
23		Mulheres na força de trabalho (%)		405-1	26,2%	21,0%	5,2 p.p.	26,2%	21,0%	5,2 p.p.
24		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[5]		403-2	0,000	0,423	↓	1,544	0,262	↑
25		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
26		Taxa de Frequência (TF) obras[5]		403-2	1,813	0,966	↑	0,955	0,859	↑
27		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS[7]		403-2	137	426	Não Aplic.	250,0	890	Não Aplic.
28		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes[7]		403-2	779	1.561	Não Aplic.	1496,0	2.989	Não Aplic.
29	Responsabilidade Social[8]	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade - Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	978,4	2.010,4	-51,3%	1.802,1	3.635,7	-50,4%
30		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	64,0	245,0	-73,9%	200,0	584,2	-65,8%
31		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	571,0	1.426,0	-60,0%	2.122,2	2.236,8	-5,1%
32		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	636,0	265,1	139,9%	730,0	412,2	77,1%
33		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
34		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
35		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	0,0	30,0	-	38,5	30,0	28,3%

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

4 A Usina Termelétrica Pampa Sul não operou no segundo trimestre de 2022 por manutenções preditivas, o que impactou atipicamente os indicadores de água e emissões.

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

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

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

8 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

Depois de um primeiro trimestre de grande valorização e otimismo do mercado, o segundo trimestre veio exalando o temor de recessão global com a elevação abrupta dos juros nos Estados Unidos, além da volatilidade das commodities pelo conflito do leste europeu e dúvidas sobre a retomada da economia chinesa. No Brasil, o risco fiscal com o aumento de gastos públicos com novos benefícios sociais antes das eleições pressiona o Ibovespa (principal índice da bolsa de valores brasileira) que, desde o início da pandemia não desempenhava tão mal. A notícia boa ficou por conta da taxa de desemprego que recuou consideravelmente no período, atingindo patamar abaixo de 10%, mostrando o processo de recuperação de alguns setores da economia.

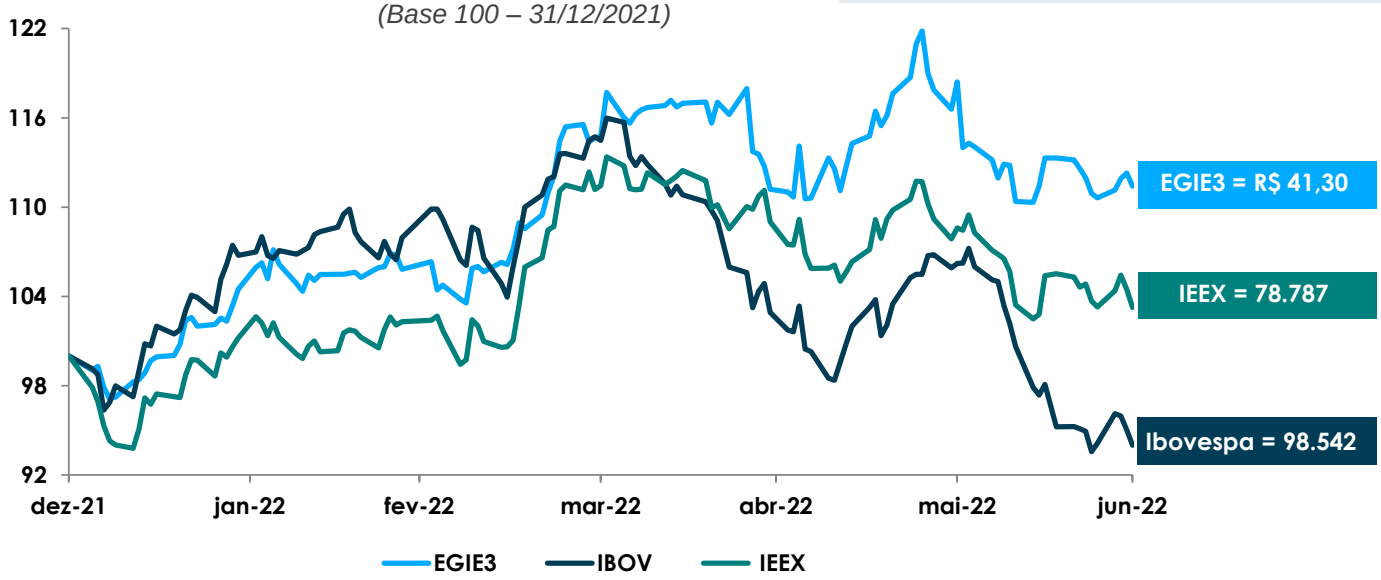
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram queda de 2,9% no segundo trimestre de 2022, um desempenho bastante acima do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que desvalorizou 7,4%, e do Ibovespa, que acumulou um resultado negativo de 17,9% no período, fechando na casa dos 98 mil pontos.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 66,1 milhões no 2T22, 14,1% acima do registrado no 2T21, quando atingiu R$ 57,9 milhões.

No último pregão de junho de 2022, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 41,30/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 33,7 bilhões.**

As ações da ENGIE Brasil Energia valorizaram 11,4% no 1S22, enquanto o IEE subiu 3,3% e o Ibovespa fechou com resultado negativo de 6,0%.

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: 3 de agosto de 2022

Horário: 11:00h (horário de Brasília)

Link para conexão:
https://tenmeetings.com.br/ten-events/#/webinar?evento=Engie-2T22_303

Por Dentro da ENGIE 2022

Data: 7 de dezembro de 2022

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)	30/06/2022	31/12/2021
Ativo Circulante	**7.815.963**	**8.517.934**
Caixa e equivalentes de caixa	4.313.392	5.156.406
Contas a receber de clientes	1.075.185	1.114.105
Crédito de imposto de renda e contribuição social	383.226	248.324
Estoques	173.237	151.146
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	-	42.577
Ganhos não realizados em operações de *trading*	220.768	206.647
Depósitos vinculados	520.619	638.606
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	359.754	333.638
Ativo de contrato	530.838	387.529
Outros ativos circulantes	219.278	219.290
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**31.846.987**	**29.597.791**
Realizável a Longo Prazo	**9.263.790**	**8.668.982**
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	-	184.155
Ganhos não realizados em operações de *trading*	62.818	100.523
Depósitos vinculados	294.060	265.432
Depósitos judiciais	69.458	79.198
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	77.962	85.507
Ativo financeiro de concessão	2.865.348	2.729.112
Ativo de contrato	5.605.041	4.936.101
Outros ativos não circulantes	289.103	288.954
Investimentos	**2.817.201**	**2.366.708**
Imobilizado	**15.349.542**	**14.378.787**
Intangível	**4.246.518**	**4.038.156**
Direito de uso de arrendamentos	**169.936**	**145.158**
Total	**39.662.950**	**38.115.725**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/06/2022	31/12/2021
Passivo Circulante	**5.589.275**	**5.775.159**
Fornecedores	609.743	649.962
Dividendos e juros sobre o capital próprio	559.284	56.558
Empréstimos e financiamentos	2.031.004	2.848.070
Debêntures	659.460	542.864
Arrendamentos a pagar	22.850	19.568
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	290.530	274.071
Imposto de renda e contribuição social a pagar	51.887	82.443
Outras obrigações fiscais e regulatórias	118.940	106.555
Obrigações trabalhistas	118.439	171.232
Perdas não realizadas em operações de *trading*	207.727	190.348
Provisões	7.844	22.060
Obrigações com benefícios de aposentadoria	54.245	42.064
Outros passivos circulantes	857.322	769.364
Passivo Não Circulante	**26.147.132**	**24.407.969**
Empréstimos e financiamentos	11.724.964	10.749.031
Debêntures	6.209.315	5.994.752
Ações preferênciais resgatáveis	542.684	510.160
Arrendamentos a pagar	132.487	106.816
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.909.664	4.544.720
Perdas não realizadas em operações de *trading*	46.527	80.414
Provisões	391.450	370.767
Obrigações com benefícios de aposentadoria	412.095	421.947
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.552.055	1.504.825
Outros passivos não circulantes	225.891	124.537
Patrimônio Líquido	**7.926.543**	**7.932.597**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(192.449)	-
Reservas de lucros	2.389.583	3.561.197
Ajustes de avaliação patrimonial	(227.069)	(534.837)
Lucros acumulados	1.050.697	-
Participação de acionista não controlador	3.133	3.589
Total	**39.662.950**	**38.115.725**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	2T22	2T21	Var. %	6M22	6M21	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.996.265**	**3.133.065**	**-4,4**	**6.058.566**	**6.383.005**	**-5,1**
Custos Operacionais	**(1.443.876)**	**(1.909.579)**	**-24,4**	**(2.964.043)**	**(3.755.984)**	**-21,1**
Compras de energia	(584.357)	(500.506)	16,8	(1.160.288)	(932.958)	24,4
Transações no mercado de energia de curto prazo	(35.623)	(128.247)	-72,2	(114.845)	(199.517)	-42,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(149.445)	(146.023)	2,3	(298.304)	(288.232)	3,5
Combustíveis para geração	(8.341)	(45.971)	-81,9	(49.861)	(171.359)	-70,9
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(34.380)	(11.166)	207,9	(54.769)	(36.940)	48,3
Pessoal	(39.965)	(71.678)	-44,2	(89.137)	(139.854)	-36,3
Materiais e serviços de terceiros	(102.886)	(111.199)	-7,5	(187.903)	(203.500)	-7,7
Depreciação e amortização	(250.637)	(231.106)	8,5	(491.462)	(456.081)	7,8
Seguros	(18.385)	(21.673)	-15,2	(37.288)	(42.441)	-12,1
Reversão de provisões operacionais líquidas	12.538	(2.675)	-568,7	32.736	4.439	637,5
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(195.563)	(617.083)	-68,3	(460.205)	(1.297.499)	-64,5
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	-	(8.558)	-100,0	-	(13.531)	-100,0
Repactuação do risco hidrológico	-	-	0,0	-	51.961	-100,0
Outros	(36.832)	(13.694)	169,0	(52.717)	(30.472)	73,0
Lucro Bruto	**1.552.389**	**1.223.486**	**26,9**	**3.094.523**	**2.627.021**	**17,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(255.998)**	**(239.340)**	**7,0**	**(329.207)**	**(310.016)**	**6,2**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(77.241)	(76.956)	0,4	(162.932)	(147.057)	10,8
Impairment, líquido	(179.562)	(162.809)	100,0	(72.298)	(162.809)	-55,6
Alienação de subsidiária	-	-	0,0	(94.430)	-	100,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	805	425	89,4	453	(150)	-402,0
Resultado de Participações Societárias	**159.837**	**147.418**	**8,4**	**332.403**	**321.947**	**3,2**
Equivalência patrimonial	159.837	147.418	8,4	332.403	321.947	3,2
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.456.228**	**1.131.564**	**28,7**	**3.097.719**	**2.638.952**	**17,4**
Resultado Financeiro	**(980.718)**	**(755.804)**	**29,8**	**(1.805.005)**	**(1.588.110)**	**13,7**
Receitas financeiras	151.972	63.329	140,0	301.886	88.232	242,2
Despesas financeiras	(876.621)	(476.103)	84,1	(1.582.808)	(960.800)	64,7
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(256.069)	(343.030)	-25,4	(524.083)	(715.542)	-26,8
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**475.510**	**375.760**	**26,5**	**1.292.714**	**1.050.842**	**23,0**
Imposto de renda	(51.080)	(36.370)	40,4	(171.019)	(139.082)	23,0
Contribuição social	(29.836)	(20.346)	46,6	(82.049)	(63.606)	29,0
Lucro Líquido do Exercício	**394.594**	**319.044**	**23,7**	**1.039.646**	**848.154**	**22,6**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	394.262	318.788	23,7	1.038.982	847.589	22,6
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	332	256	29,7	664	565	17,5
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,4832**	**0,3907**	**23,7**	**1,2734**	**1,0388**	**22,6**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R$ mil)	6M22	6M21
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.292.714	1.050.842
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(332.403)	(321.947)
Depreciação e amortização	508.900	468.582
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos, líquida	72.298	162.809
Repactuação do risco hidrológico	-	(51.961)
Juros	810.223	500.285
Variação monetária	702.308	431.406
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	524.083	715.542
Alienação de subsidiária	94.430	-
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	-	(23.390)
Remuneração de ativo de contrato	(540.313)	(289.405)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(318.745)	(247.747)
Perdas (ganhos) não realizados (as) em operações de *trading*, líquidos	7.076	(9.865)
Outros	(22.127)	(340)
Lucro Ajustado	**2.798.444**	**2.384.811**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	60.462	467.192
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(136.247)	15.129
Estoques	(15.632)	5.547
Depósitos vinculados e judiciais	10.342	9.711
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	7.545	7.545
Ativo financeiro de concessão	156.393	144.343
Ativo de contrato	(271.067)	(1.319.292)
Outros ativos	145.234	(47.707)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(101.566)	(334)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	2.464	(16.918)
Obrigações trabalhistas	(53.119)	(20.566)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(20.637)	(17.902)
Outros passivos	(259.550)	(34.757)
Caixa Gerado pelas Operações	**2.323.066**	**1.576.802**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(436.138)	(244.186)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(335.560)	(252.150)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**1.551.368**	**1.080.466**
Atividades de Investimento	**(685.358)**	**(126.476)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	227.500	390.000
Aquisição de subsidiárias	(656.157)	-
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	199.870	
Aplicação no imobilizado e no intangível	(459.145)	(541.033)
Venda de títulos e valores mobiliários	-	24.531
Outros	2.574	26
Atividades de Financiamento	**(1.709.024)**	**(418.920)**
Captação de empréstimos e financiamentos	744.249	2.111.551
Emissão de debêntures	-	288.898
Custos de emissão de ações preferenciais	-	(1.331)
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de *hedge*	(1.572.909)	(1.182.324)
Pagamento de debêntures, líquidas de *hedge*	(139.981)	(110.273)
Pagamento de parcelas de concessões	(142.680)	(118.829)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(695.719)	(1.402.289)
Pagamento de arrendamentos	(10.240)	(10.580)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	108.256	5.054
Outros	-	1.203
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(843.014)**	**535.070**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	5.156.406	4.538.946
Saldo final	4.313.392	5.074.016
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(843.014)**	**535.070**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos adicionais	550.918	609.594
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	227.500	357.500
Dividendos intermediários	638.667	-
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	7.817	10.177
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	255.366	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	499.414	-
Constituição de reserva de capital	192.449	
Crédito de imposto de renda e contribuição social	82.306	(13.006)
Fornecedores de imobilizado e intangível	46.632	(84.437)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	41.306	60.785
Provisões para desmobilização	-	17.099
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	869	200

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

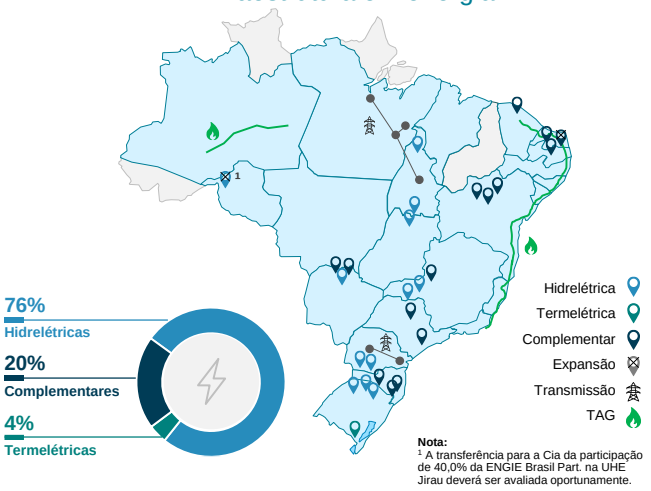
FACT SHEET 2T22

Visão geral

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

A Companhia integra um dos maiores produtores privados de energia do Brasil, que possui participação de 5,7% no mercado brasileiro. Em 30.06.2022, seu valor de mercado era de R$ 33,7 bilhões e sua capacidade instalada própria totaliza **8.441 MW**, composta por **76 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas, uma termelétrica e 64 complementares: três a biomassa, 50 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e nove solares.

Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia

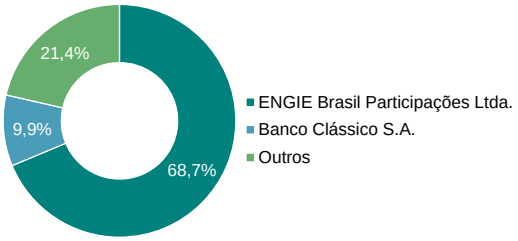


Nota:
[1] A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

Capacidade instalada de geração de energia de 8.441 MW (4.556 MWm), 4.500 Km de gasodutos em operação e ~2.800 Km de linhas de transmissão em implantação.

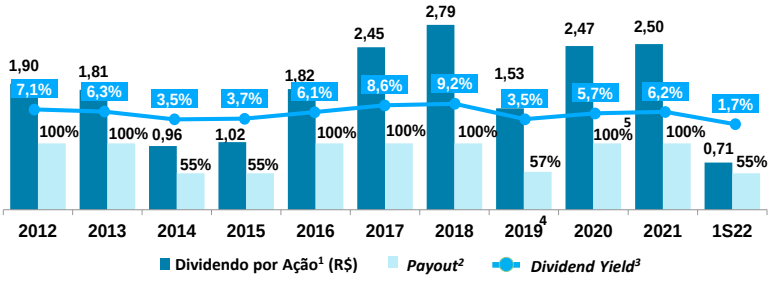
Composição acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo franco-belga ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em aproximadamente 70 países. Com forte atuação em eletricidade, gás natural, serviços de energia e capacidade instalada de cerca de **101 GW** em energia elétrica, a ENGIE detém **68,7%** da Companhia, por meio da ENGIE Brasil Participações Ltda.



Política de dividendos

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



Notas:

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

EGIE B3 LISTED NM

IBOVESPA B3 IEE B3 ITAG B3

ANEXO 5

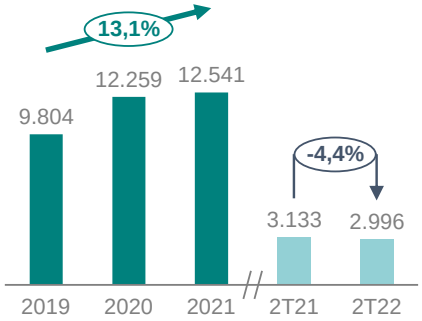
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T22

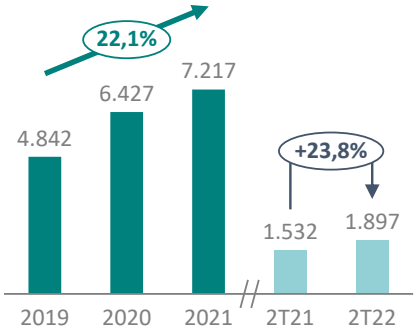
Consolidado (valores em R$ milhões)	2T22	2T21	Var.	6M22	6M21	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.996	3.133	**-4,4%**	6.059	6.383	**-5,1%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.456	1.132	**28,6%**	3.098	2.639	**17,4%**
Ebitda [1]	1.717	1.369	**25,4%**	3.607	3.108	**16,1%**
Ebitda Ajustado [2]	1.897	1.532	**23,8%**	3.774	3.271	**15,4%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão [3]	1.720	1.373	**25,3%**	3.380	2.956	**14,3%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	57,3	43,7	**13,6 p.p.**	59,5	48,7	**10,8 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) Ajustada [2]	63,3	48,9	**14,4 p.p.**	62,3	51,2	**11,1 p.p.**
Lucro Líquido	395	319	**23,8%**	1.040	848	**22,6%**
Lucro Líquido Ajustado	514	427	**20,4%**	1.150	956	**20,3%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	32,3	31,1	**1,3 p.p.**	32,3	31,1	**1,3 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	22,7	23,9	**-1,2 p.p.**	22,7	23,9	**-1,2 p.p.**
Dívida Líquida [6]	16.342	13.078	**25,0%**	16.342	13.078	**25,0%**
Produção de Energia Elétrica (MW médios) [7]	4.718	3.316	**42,3%**	4.009	3.955	**1,4%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.376	4.055	**7,9%**	4.263	4.130	**3,2%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	219,52	205,35	**6,9%**	224,84	205,24	**9,5%**
Número de Empregados - Total	1.218	1.598	**-23,8%**	1.218	1.598	**-23,8%**
Empregados EBE	1.148	1.473	**-22,1%**	1.148	1.473	**-22,1%**
Empregados em Projetos em Construção	70	125	**-44,0%**	70	125	**-44,0%**

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

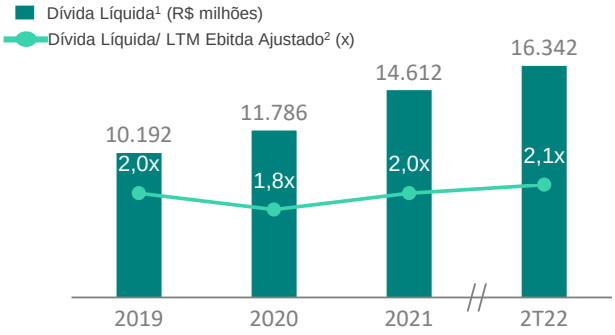
Receita líquida *(R$ milhões)*



Ebitda ajustado *(R$ milhões)*

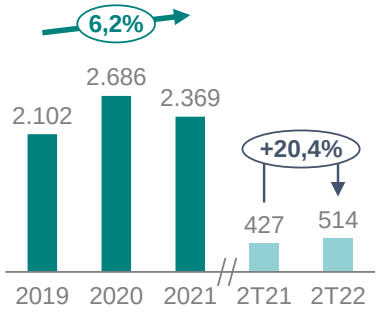


Endividamento *(R$ milhões)*



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

Lucro líquido ajustado *(R$ milhões)*



Ratings

A ENGIE Brasil Energia é avaliada periodicamente pela Fitch Ratings. Em 2022, a agência reafirmou o ***Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)'**, com perspectiva estável e o ***Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira em 'BB'**, alterando este de perspectiva negativa para estável, ainda um nível acima do *rating* soberano.