



# Release de Resultados 2T21



## Para Divulgação Imediata

Mais informações:

**Eduardo Sattamini**

Diretor-Presidente e de Relações  
com Investidores

[eduardo.sattamini@engie.com](mailto:eduardo.sattamini@engie.com)

**Rafael Bósio**

Gerente de Relações com Investidores

[rafael.bosio@engie.com](mailto:rafael.bosio@engie.com)

Tel.: (48) 3221-7225

[ri.BREnergia@engie.com](mailto:ri.BREnergia@engie.com)



## Videoconferência de resultados

Dia 6/08/2021 às 11:00h

(horário de Brasília): em português com  
tradução simultânea para inglês

**Mais detalhes na seção  
Próximo Evento, na página 31.**

Visite nosso *Website*  
[www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)

**IBOVESPA B3**

Índice de  
Ações com Governança  
Corporativa Diferenciada **IGC**

**ITAG B3**

**ISEB3**

Florianópolis (SC), 5 de agosto de 2021. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e ao período de seis meses encerrados em 30 de junho de 2021 (2T21, 6M21/1S21). 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.

# Em cenário hidrológico desafiador, ENGIE Brasil Energia registra crescimento no Ebitda ajustado do segundo trimestre de 2021

**Conselho de Administração aprova distribuição de dividendos de R\$ 0,9676 por ação, equivalente a 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2021.**

## Destaques

- » A receita operacional líquida atingiu R\$ 3.133 milhões no 2T21, 16,6% (R\$ 446 milhões) acima do montante apurado no 2T20.
- » A Companhia registrou no 2T21 *impairment* no valor de R\$ 163 milhões, decorrente de ajuste de valor contábil relacionado ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.
- » O Ebitda<sup>1</sup> registrado no 2T21 foi de R\$ 1.369 milhões, queda de 4,4% (R\$ 63 milhões) em comparação ao 2T20. Desconsiderando efeitos não recorrentes de *impairment* no 2T21 e ganho de ação judicial e créditos extemporâneos no 2T20, a variação do Ebitda passaria de um efeito negativo de R\$ 63 milhões para positivo em R\$ 252 milhões – crescimento de 19,7%.
- » O lucro líquido foi de R\$ 319 milhões (R\$ 0,5224/ação) no 2T21, valor 58,4% (R\$ 447 milhões) abaixo do alcançado no 2T20. Excluindo-se os efeitos não recorrentes citados acima, o lucro líquido reduziu R\$ 166 milhões (28,0%) entre os trimestres em comparação.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R\$ 205,35/MWh no 2T21, valor 4,9% superior ao registrado no 2T20.
- » A quantidade de energia vendida no 2T21, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.856 GWh (4.055 MW médios), volume 0,4% inferior ao comercializado no 2T20.
- » A Companhia se manteve comprometida com ações sociais de suporte às comunidades por meio de programas de geração de renda e doação de insumos para instituições de saúde que atuam no combate à Covid-19.
- » Foi lançado o *Swap* de Modulação para Geradores, um produto que confere a segurança de um *hedge* contra variações de preço horário ao trocar sua curva com perfil de geração por uma curva constante (*flat*).
- » No 2T21, o Conjunto Eólico Campo Largo II recebeu autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para iniciar as operações comerciais das Centrais Eólicas VIII, XVII, XIX, XX e XXII, somando 168,0 MW de capacidade instalada. No fim do 2T21 estavam em operação comercial 247,8 MW (68,6%), de um total de 361,2 MW.

» Em junho de 2021, a WEG e a ENGIE Brasil Energia concluíram a implantação do primeiro aerogerador brasileiro de grande porte, com 4,2 MW de capacidade instalada, integrando à usina fotovoltaica de Tubarão (SC).

» Aprovada Lei 14.182/21 que confirma a interpretação anterior da Aneel de estender a compensação por perdas hidrológicas do GSF (i) para as usinas que repactuaram o risco hidrológico, para o período anterior a 2015 e (ii) para as usinas estruturantes. A ENGIE aguardará a confirmação da Aneel sobre os números finais para contabilizar, no próximo trimestre, os efeitos previstos.

## Eventos Subsequentes

» A ENGIE atingiu, em 22 de julho, seu recorde histórico de geração eólica (média de cinco minutos), com um total de 1.105,19 MW, o que representa um fator de capacidade de 89,2%.

» Em decorrência do acidente, em 16 de julho de 2021, nas obras do projeto Novo Estado, a Companhia está exigindo a inspeção e teste de 100% das fundações de suas torres de transmissão para garantir as melhores práticas de segurança e prevenir riscos de acidentes futuros.

» A Linha de Transmissão (LT) 230kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul, que faz parte do Sistema de Transmissão Gralha Azul, recebeu do Operador Nacional do Sistema o Termo de Liberação para Testes, a partir de 18 de julho de 2021, um marco para a ENGIE em se tratando do segmento de transmissão.

» Com a evolução das negociações com a FRAM Capital, a Companhia prevê assinatura do contrato de venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, ainda com condições precedentes a serem cumpridas, até o final de agosto de 2021.

» Com o objetivo de promover a substituição da capacidade térmica, foi instalado um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas para avaliar a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, com capacidade instalada total de 259,8 MWp.

» O Conselho de Administração aprovou a distribuição de R\$ 789,5 milhões sob a forma de dividendos intercalares (R\$ 0,9676321449/ação), equivalente a 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2021. As ações ficarão ex-dividendos a partir de 17 de agosto de 2021 e serão pagos em data a ser definida posteriormente pela Diretoria-Executiva.

## Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R\$ milhões)	2T21	2T20	Var.	6M21	6M20	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.133	2.687	16,6%	6.383	5.281	20,9%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.132	1.199	-5,6%	2.639	2.295	15,0%
Ebitda <sup>(1)</sup>	1.369	1.432	-4,4%	3.107	2.764	12,4%
Ebitda Ajustado <sup>(2)</sup>	1.532	1.280	19,7%	3.218	2.612	23,2%
Ebitda / ROL - (%) <sup>(1)</sup>	43,7	53,3	-9,6 p.p.	48,7	52,3	-3,6 p.p.
Ebitda / ROL - (%) Ajustada <sup>(2)</sup>	48,9	49,1	-0,2 p.p.	50,4	50,2	0,2 p.p.
Lucro Líquido	319	766	-58,4%	848	1.278	-33,6%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) <sup>(3)</sup>	29,0	35,5	-6,5 p.p.	29,0	35,5	-6,5 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) <sup>(4)</sup>	23,4	19,1	4,3 p.p.	23,4	19,1	4,3 p.p.
Dívida Líquida <sup>(5)</sup>	13.078	10.772	21,4%	13.078	10.772	21,4%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) <sup>(6)</sup>	3.316	2.190	51,4%	3.955	2.901	36,3%
Energia Vendida (MW médios) <sup>(7)</sup>	4.055	4.073	-0,4%	4.130	4.205	-1,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) <sup>(8)</sup>	205,35	195,79	4,9%	205,24	193,92	5,8%
Número de Empregados - Total	1.598	1.645	-2,9%	1.598	1.645	-2,9%
Empregados EBE	1.473	1.575	-6,5%	1.473	1.575	-6,5%
Empregados em Projetos em Construção	125	70	78,6%	125	70	78,6%

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

<sup>2</sup> Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização + *impairment* + não recorrentes.

<sup>3</sup> ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

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

<sup>5</sup> Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

<sup>6</sup> Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

<sup>7</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

<sup>8</sup> Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A ENGIE Brasil Energia continua apresentando um desempenho consistente mesmo em um cenário de extensão da pandemia e diante de um contexto hidrológico ainda mais rigoroso do que o inicialmente previsto para o ano. O início das operações parciais de Campo Largo II, combinado com a alta incidência dos ventos na região Nordeste, contribuiu para o incremento da geração eólica no período. Além disso, alinhada ao imperativo ético do seu modelo de negócio, manteve-se também comprometida com ações sociais de suporte às comunidades por meio dos seus programas de geração de renda, educação e cultura, bem como das doações de insumos para instituições de saúde que atuam no combate ao coronavírus.

Encerramos o período com receita operacional líquida de R\$ 3,1 bilhões, resultado 16,6% superior ao 2T20 e +20,9% no acumulado dos seis meses. As receitas decorrentes da implantação dos sistemas de transmissão cresceram R\$ 342 milhões (+79%) no período — em decorrência do avanço das obras, representando 25% das nossas receitas consolidadas e 10% do nosso Ebitda ajustado. O Ebitda consolidado totalizou R\$ 1,4 bilhão no 2T21, 4,4% inferior ao 2T20, e R\$ 3,1 bilhões, +12,4% no período de seis meses. Desconsiderando efeitos não recorrentes do *impairment*, no 2T21 e ganho em ação judicial e créditos extemporâneos registrados no 2T20, a variação do Ebitda passaria de um efeito negativo de R\$ 63 milhões para positivo em R\$ 252 milhões – crescimento de 19,7% – mesmo diante de um cenário hidrológico desafiador.

Já o lucro líquido continuou a ser impactado negativamente principalmente pela atualização das concessões a pagar pelo IGP-M e pelos efeitos não recorrentes, totalizando R\$ 319 milhões no trimestre (-58,4% vs 2T20) e R\$ 848 milhões no semestre (-33,6% vs 1S20). Excluindo-se efeitos não recorrentes mencionados acima, o lucro líquido reduziu 28,0% e 13,5%, respectivamente, entre os trimestres e semestres em comparação.

A aceleração da inflação, que impacta a correção das concessões, está influenciando positivamente o preço médio de venda de energia. Já estamos implementando reajustes nos contratos, mitigando a perda e impulsionando a receita. O preço médio de venda subiu 4,9% no 2T21, agregando R\$ 77 milhões ao resultado, mesmo considerando os efeitos das novas contratações de consumidores livres, com preços inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

Nossa posição de caixa continua confortável, na ordem de R\$ 5,1 bilhões e a relação dívida líquida/Ebitda, em 1,9x. Mantemos a previsão de investimentos de R\$ 3,7 bilhões para o ano de 2021.

O Conselho de Administração aprovou a distribuição de 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2021 sob a forma de dividendos intercalares, no valor de R\$ 790 milhões (R\$ 0,9676/ação). As ações ficarão ex-dividendos a partir de 17 de agosto de 2021 e os valores serão pagos em data a ser definida posteriormente pela Diretoria-Executiva.

No trimestre, foi lançado um novo produto, o Swap de Modulação para Geradores, voltado para negociação de contratos de energia, que funciona como *hedge* em comparação com contratações com perfil *flat* e visa mitigar o risco de exposição de geradores com foco em usinas de fontes renováveis, como eólicas e solares.

As obras de nossos novos ativos também avançaram ao longo do período. No final do 2T21, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 89% de avanço geral. A entrada em operação comercial da Linha de Transmissão (LT) 230kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul, está prevista para ocorrer gradativamente a partir de agosto de 2021, garantindo antecipação planejada em relação ao prazo limite do contrato de concessão e adiantando a solução de suprimento da energia de Itaipu para o estado do Paraná. Os testes, liberados pelo Operador Nacional do Sistema, iniciaram em 18 de julho.

Já no Projeto Novo Estado, localizado no Pará, onde mais de 8.500 profissionais estão mobilizados para a sua construção, lamentavelmente registramos, no dia 16 de julho, um acidente com sete vítimas fatais com trabalhadores da Sigdo Koppers Ingenieria y Construcción (SKIC), uma das líderes na América do Sul em execução de projetos de construção e montagem industrial de grande porte, com mais de 7.000 quilômetros de linhas de transmissão instaladas, e contratada pela Novo Estado Transmissora de Energia S.A., entidade sob controle indireto da Companhia, para execução das obras do trecho Norte do projeto. A Companhia está exigindo a inspeção e teste de 100% das fundações das torres de transmissão, para garantir as melhores práticas de segurança e prevenir riscos de acidentes futuros. Os trabalhos foram retomados gradualmente na semana seguinte, inicialmente em atividades que não envolviam trabalho em altura ou com riscos elevados. A partir disso, também será possível determinar eventuais impactos no cronograma. Até o fim do 2T21, já estavam concluídas 85% das fundações das torres, 60% da montagem e 21% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão. A obra da Subestação Serra Pelada (PA) está com a montagem eletromecânica em fase final e já deu início às primeiras atividades de comissionamento.

”

“O Conselho de Administração aprovou a distribuição de 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2021 sob a forma de dividendos intercalares, no valor de R\$ 790 milhões (R\$ 0,9676/ação).”

No Conjunto Eólico Campo Largo II, todas as licenças de instalação para as onze centrais que compõem o projeto foram obtidas, liberando as atividades em todas as áreas do empreendimento. Oito parques já estão em operação comercial, adicionando 247,8 MW (68,6% de um total de 361,2 MW) de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia e contribuindo para que a capacidade instalada de fonte eólica da ENGIE Brasil Energia ultrapassasse a marca de 1 gigawatt (GW). A implantação do Conjunto Eólico de Santo Agostinho também registrou avanços no período. Além da obtenção de todas as licenças de instalação e cinco autorizações de supressão vegetal, o empreendimento recebeu em julho a autorização de instalação do canteiro de obras.

Seguimos focados na diversificação dos nossos negócios e evoluindo em nosso propósito de acelerar a transição energética, alinhados à estratégia global do grupo ENGIE de investimentos em energia renovável e infraestrutura. Neste sentido, avançamos nas tratativas com a FRAM Capital para a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, com expectativa de assinatura do contrato para o final de agosto de 2021, com condições precedentes a serem cumpridas. Houve também evolução no processo de venda da Usina Termelétrica Pampa Sul, que continua seguindo sua programação, com expectativa de fechamento ainda este ano.

Com o objetivo de promover a substituição gradual da capacidade termelétrica pela geração a partir de fontes renováveis, foi instalado pelo Conselho da Administração um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas, para avaliar a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu (MG) e Floresta (RN), com capacidade instalada total de 259,8 MWp. Os ativos foram contratados pelo prazo de 20 anos no 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015, pela Solaire Direct, empresa adquirida pelo Grupo ENGIE naquele ano.

Acreditamos que com uma atuação orientada para as pessoas, o planeta e a performance dos nossos ativos, contribuímos para aprimorar as práticas do setor, pavimentar o sucesso dos nossos negócios em longo prazo e gerar valor para nossos acionistas e para a sociedade como um todo, sem deixar ninguém para trás. Continuaremos trabalhando com transparência, disciplina financeira, respeito ao meio ambiente, apoio às comunidades e foco na eficiência operacional como possibilitadores do nosso crescimento.



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



**Marcelo Cardoso Malta**  
Diretor Financeiro

## DETALHAMENTO DOS ATIVOS

### Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 2T21, conta com 8.958,3 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.679,0 MW, composto de 68 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 53 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 64 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 2021

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original 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	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguaçu (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
<b>Total - Hidrelétricas</b>			<b>8.102,3</b>	<b>6.391,7</b>		<b>3.417,7</b>
Complexo Jorge Lacerda <sup>1</sup>	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
<b>Total - Termelétricas</b>			<b>1.202,0</b>	<b>1.202,0</b>		<b>973,4</b>
Conjunto Umburanas <sup>2</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I <sup>3</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	166,5
Conjunto Campo Largo II <sup>4</sup>	Eólica	Umburanas (BA)	247,8	247,8	dez/54	133,7
Conjunto Trairi <sup>5</sup>	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
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)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	13,7
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável <sup>6</sup>	0,3
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável <sup>6</sup>	0,3
<b>Total - Complementares</b>			<b>1.374,7</b>	<b>1.364,6</b>		<b>709,3</b>
<b>Total</b>			<b>10.679,0</b>	<b>8.958,3</b>		<b>5.100,4</b>

\* Não considera a extensão de concessões de certas usinas, decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico de que trata a Lei 14.052/2020.

<sup>1</sup> Complexo composto por 3 usinas.

<sup>2</sup> Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

<sup>3</sup> Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

<sup>4</sup> Complexo composto por 11 centrais eólicas, das quais 8 estavam em operação comercial em 30/06/2021.

<sup>5</sup> Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

<sup>6</sup> Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.



## Ativos de Transporte de Gás

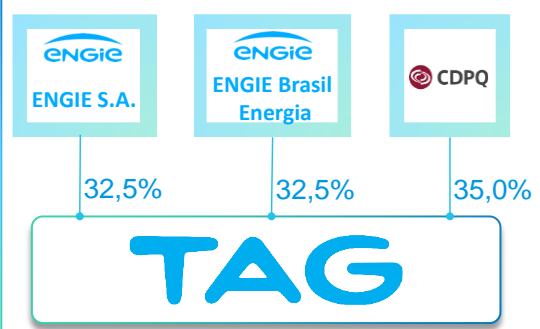


### Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG).

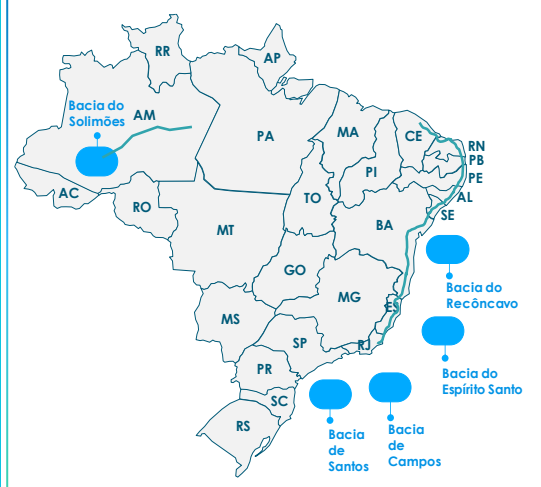
Maior transportadora de gás natural do Brasil, possui uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e quase 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 14 pontos de entrada de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 91 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

### Estrutura Societária



### Localização dos Gasodutos da TAG



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 encontra-se **significativamente contratada** (~99%) por um prazo médio aproximado de 10 anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

Em janeiro de 2021, a TAG e a Proquigel, empresa integrante do Grupo Unigel, assinaram contrato interruptível de serviço de transporte de gás para abastecimento de duas fábricas de fertilizantes operadas pela petroquímica, na Bahia e em Sergipe, com previsão de entrega de 2,3 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás por dia, com duração de até um ano. Este é o primeiro contrato relevante de transporte de gás assinado com novo agente no contexto de desverticalização do setor e abertura do mercado de gás no Brasil, e faz parte do esforço da empresa em viabilizar o acesso de novos clientes à malha da TAG, o que é fundamental para o

crescimento do setor e para a atração de mais investimentos em toda a cadeia.

Em 2021, a TAG firmou parceria com a Transportadora Brasileira de Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG) e a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para o compartilhamento do *marketplace* Portal de Oferta de Capacidade (POC). A plataforma digital simplifica o acesso ao sistema de transporte de gás natural do país, facilitando a coordenação e visibilidade das ofertas de capacidade das transportadoras, trazendo mais dinamismo ao setor.

A Fitch Ratings divulgou sua primeira avaliação de risco, classificando a TAG com AAA(bra) no Rating Nacional de Longo Prazo e BB no IDR (Ratings de Inadimplência do Emissor), um nível acima da nota de risco do Brasil, alcançando a melhor classificação possível para uma empresa brasileira com atividade exclusivamente local.

### Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-33	30,3	37,8%	IGPM/CPI/FX
Malha NE	2.000	dez-25	21,6	22,4%	IGPM
Pilar-Ipojuca	200	nov-31	15,0	5,9%	IGPM
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-30	6,7	33,9%	IGPM/IPCA
Lagoa Parda-Vitória	100	Em negociação		0,0%	IGPM
<b>Total</b>	<b>4.500,0</b>		<b>73,6</b>	<b>100,0%</b>	

\* Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

## Geração Solar Distribuída

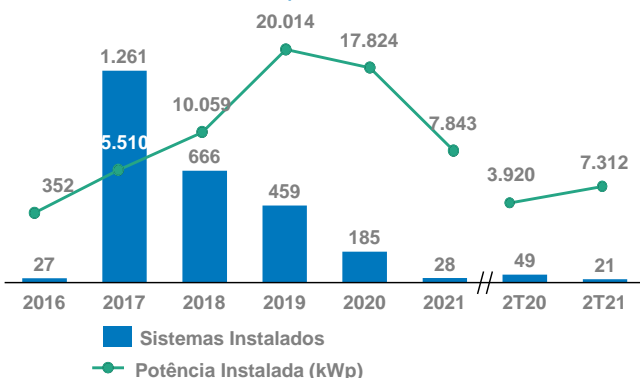


**ENGIE Geração Solar Distribuída.** A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018.

O segundo trimestre de 2021 caracterizou-se pela conclusão da implantação de 7,3 MWp referentes a 21 usinas fotovoltaicas. Adicionalmente, a EGSD iniciou a construção de 14 novas usinas, totalizando 13 MWp, possuindo ainda outros 8,6 MWp em contratos que estão em fase de desenvolvimento.

Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.626 sistemas instalados, somando 61,6 MWp de capacidade instalada.

### Número de unidades e potência instalada



Sistema instalado pela EGSD.

## Expansão



**Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta.** O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia instalou um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas (CPR), para avaliar a potencial aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta (Paracatu e Floresta). Paracatu e Floresta foram contratados no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015), pela Solaire Direct, empresa adquirida pelo Grupo ENGIE naquele ano. O total de energia solar contratado foi de 59,1 MW médios, pelo prazo de 20 anos.

Nos termos do Regulamento do CPR, o mesmo será composto por membros do Conselho de Administração, em sua maioria Conselheiros Independentes, sendo os demais membros Diretores da Companhia.

**Conjunto Fotovoltaico Paracatu:** localizado em Paracatu, estado de Minas Gerais, possui capacidade instalada de 158,3 MWp, com contrato de venda de 34,0 MW médios, ao preço de R\$ 364,13/MWh (base nov/2020), reajustado pelo IPCA. Iniciou a operação comercial em fevereiro de 2019.

**Conjunto Fotovoltaico Floresta:** localizado na cidade de Areia Branca, estado do Rio Grande do Norte, conta com capacidade instalada de 101,5 MWp, tendo contratado 25,1 MW médios ao preço de R\$ 357,78/MWh (base nov/2020), reajustado pelo IPCA. A operação comercial iniciou em dezembro de 2017.



Conjunto Fotovoltaico Floresta.



Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

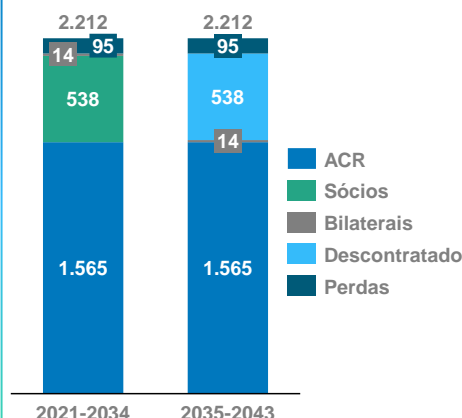


**Jirau Energia.** A Jirau Energia, nova denominação da Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR), é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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.

#### Portfólio de Contratos da Jirau Energia

MW médios

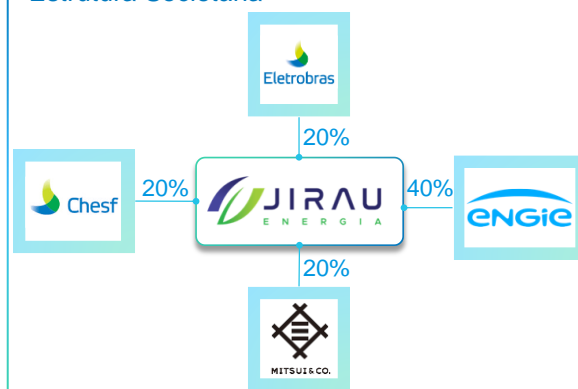


Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A.

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 ESBP 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 2T21, a Usina gerou 2.791,9 MW médios, 27,0% acima dos 2.199,2 MW médios gerados no 2T20, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,2% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

#### Estrutura Societária



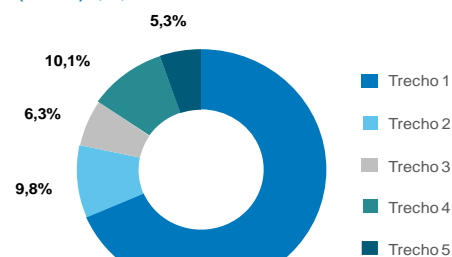
**Sistema de Transmissão Gralha Azul.** Com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, o empreendimento prevê também a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo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



Montagem da linha de transmissão Gralha Azul.

Ao fim do 2T21, a implantação do Sistema de Transmissão Gralha Azul atingiu 89% de avanço geral, com as obras civis e montagem eletromecânica das linhas de transmissão e subestações atendendo os prazos previstos no contrato federal de concessão. A Companhia mantém seu plano de antecipação da entrada em operação comercial do empreendimento. A Linha de Transmissão (LT) 230kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul, recebeu o Termo de Liberação para Testes, a partir de 18 de julho de 2021, e a entrada em operação comercial está prevista para ocorrer gradativamente a partir de agosto de 2021, garantindo antecipação planejada em relação ao prazo limite do contrato de concessão e adiantando a solução de suprimento da energia de Itaipu para o estado do Paraná.

#### Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
<b>Total</b>		<b>231,7</b>	<b>1.700,0</b>

\* Valor em dezembro de 2017





**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, mas a previsão da Companhia é de reduzir esse prazo para dezembro de 2021.



Linha de Transmissão Novo Estado.

No final do 2T21, mais de 8.500 profissionais estavam mobilizados na construção do projeto. Durante o trimestre, foram concluídas 85% das fundações das torres, 60% da montagem e 21% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão. O fornecimento de materiais e equipamentos está em fase final, e a obra da Subestação Serra Pelada (PA) está com a montagem eletromecânica em fase final e já deu início às primeiras atividades de comissionamento. As demais ampliações de subestações estão em fase de montagem eletromecânica. O progresso total da obra era de 84,5% no fim do 2T21.

Como evento subsequente, infelizmente informamos que, no dia 16 de julho de 2021, registramos um acidente envolvendo profissionais da Sigdo Koppers Ingeniería y Construcción ("SKIC"), uma das líderes na América do Sul em execução de projetos de construção e montagem industrial de grande porte, contratada pela Novo Estado Transmissora de Energia S.A., entidade sob controle indireto da Companhia, para implantação de parte das linhas de transmissão do Projeto Novo Estado, no Município de Pacajá, Estado do Pará.

Para garantir as melhores práticas de segurança e prevenir riscos de acidentes futuros, a Companhia está exigindo a inspeção e teste de 100% das fundações das torres de transmissão. Os trabalhos foram retomados gradualmente, inicialmente em atividades que não envolvem trabalho em altura ou com riscos elevados. A partir disso, também será possível determinar eventuais impactos no cronograma.

Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
3	Pará (PA) e Tocantins (TO)	313,1	3.000,0
<b>Total</b>		<b>313,1</b>	<b>3.000,0</b>

\* Base março de 2020, desconsiderando custo de aquisição

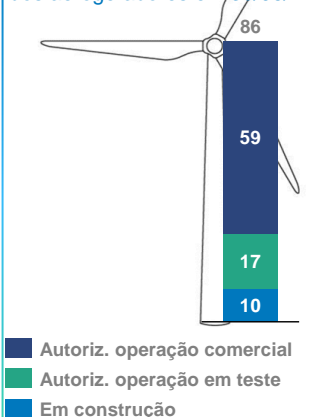
## Projetos em Implantação

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Conjunto Campo Largo II	Eólica	Uburanas e Sento Sé (BA)	281,4	281,4	dez/54	149,0
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	-	218,0
<b>Total</b>			<b>715,4</b>	<b>715,4</b>		<b>367,0</b>



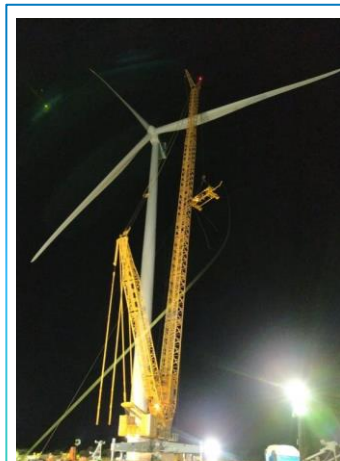
**Conjunto Eólico Campo Largo II – Bahia.** Localizado nos municípios de Uburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia, a **segunda fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e 192,5 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R\$ 1,6 bilhão. A energia de Campo Largo II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Evolução do comissionamento dos aerogeradores em 30/06/21



Com a conclusão das obras civis e a instalação das redes de média tensão, que conectam os aerogeradores à subestação coletora, no segundo trimestre de 2021 prosseguiram os trabalhos de montagem e comissionamento dos aerogeradores e, de um total de 86 máquinas, 71 aerogeradores estavam completamente montados e 66 comissionados ao final do 2T21, quando o avanço geral da obra atingiu 97%.

Já estão em operação comercial os parques VIII, IX, X, XIV, XVII, XIX, XX e XXII, que adicionaram 247,8 MW de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia e contribuíram para que a capacidade instalada de fonte eólica da ENGIE Brasil Energia ultrapassasse a marca de 1 gigawatt (GW). As Centrais Eólicas XII e XIII, que totalizam 96,6 MW de capacidade instalada, já iniciaram a operação em teste, e os três parques remanescentes deverão entrar em operação comercial ainda no mês de agosto de 2021.



Montagem do aerogerador



**Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase I – Rio Grande do Norte.** Com **capacidade instalada total de 434 MW**, a primeira fase do conjunto eólico está localizada nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016, foi emitida a licença prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável, sendo que em junho de 2020, foi protocolado no Idema a solicitação de licença de instalação.

Em janeiro de 2021, a ENGIE assinou com a Siemens Gamesa o contrato de fornecimento dos aerogeradores, o que viabilizou o início da implantação da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho, que irá atender clientes do mercado livre com seus 434 MW de capacidade instalada, tendo investimento previsto da ordem de R\$ 2,3 bilhões (base dez/2020) e geração de cerca de mil empregos na região.

Iniciadas as obras de terraplenagem da subestação coletora e os trabalhos de topografia, sondagem e supressão vegetal para a construção dos parques que compõem do conjunto eólico. Está em andamento também a etapa de engenharia e aquisição de equipamentos principais do projeto. As empresas contratadas para a construção do projeto estão em fase de mobilização visando o início da construção do projeto.

### Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	400,0	400,0
Conjunto Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	366,0	366,0
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
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	120,0	120,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
<b>Total</b>			<b>1.476,0</b>	<b>1.476,0</b>



**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 fase de desenvolvimento, sua **capacidade instalada total está prevista em 366 MW**, sujeita a variação durante o desenvolvimento do projeto, e já conta com a licença prévia emitida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. Em junho de 2020, foi protocolado no Idema a solicitação de licença de instalação, esperada para ser emitida até o final do ano.



**Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase II).** A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado, o qual deverá ser atualizado ao longo de 2021 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 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.** Localizado no município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 150 MW**. O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017. As demais centrais solares em desenvolvimento, estão aptas a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.



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



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

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

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

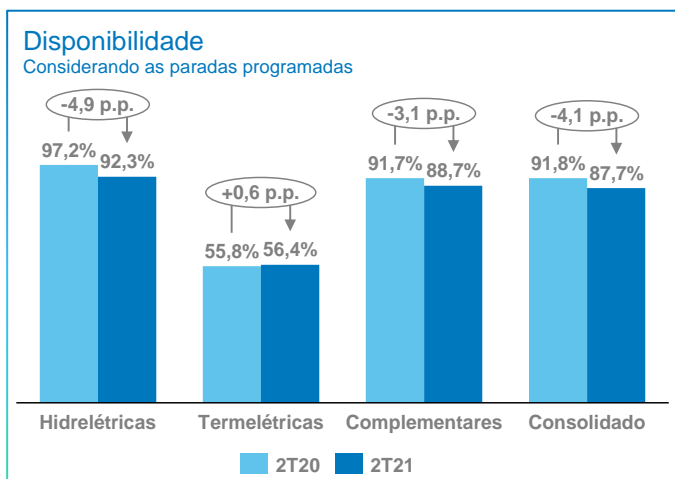
No 2T21, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,3%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,9% nas usinas hidrelétricas, 85,8% nas termelétricas e 92,1% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

**Considerando todas as paradas programadas**, a disponibilidade interna global no 2T21 foi de 87,7%, sendo 92,3% nas usinas hidrelétricas, 56,4% nas termelétricas e 88,7% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas, **desconsiderando-se as paradas programadas**, foi 0,2 p.p. superior à disponibilidade verificada no segundo trimestre de 2020. **Considerando as paradas programadas**, a disponibilidade apresentou uma redução de 4,9 p.p., principalmente por conta das manutenções realizadas nas Usinas Hidrelétricas Jaguará (Unidade 02) e Estreito (Unidade 01).

Em relação às usinas termelétricas, **desconsiderando-se as paradas programadas**, houve aumento de 7,2 p.p. na disponibilidade comparada ao 2T20, quando ocorreram paradas nas Usinas Termelétricas Jorge Lacerda A (Unidade 2), Jorge Lacerda B (Unidade 6), Jorge Lacerda C (Unidade 7) e na Usina Termelétrica Pampa Sul. **Considerando-se as paradas programadas**, mesmo com a manutenção programada em andamento na Usina Termelétrica Jorge Lacerda C, a disponibilidade foi 0,6 p.p. superior em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

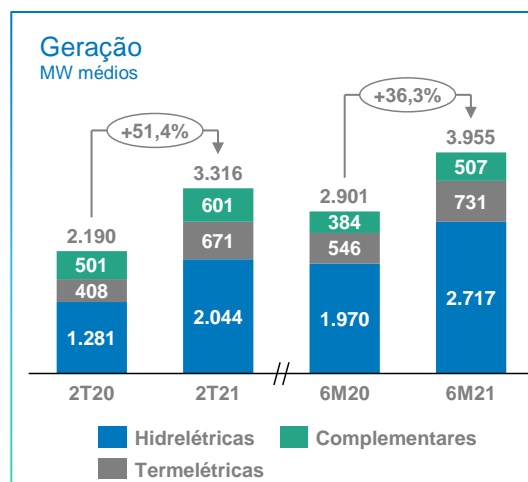
Já nas usinas complementares, em relação ao 2T20, a disponibilidade apresentou uma redução 2,3 p.p., **desconsiderando as paradas programadas**, e 3,1 p.p. **considerando as paradas programadas**, principalmente por conta da manutenção corretiva em andamento no gerador da Usina de Cogeração Lages.



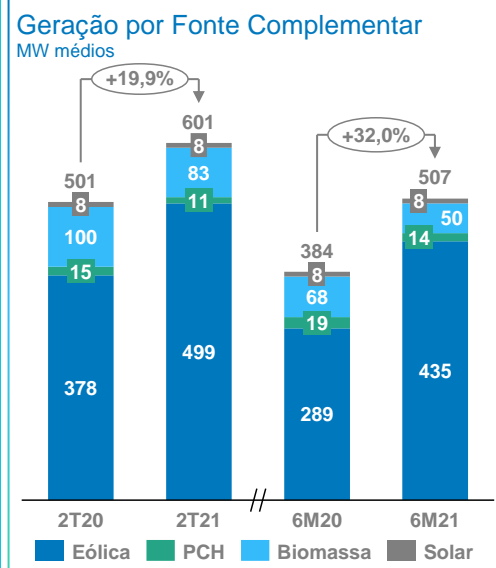
### Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 7.242 GWh (3.316 MW médios) no 2T21, resultado **51,4% superior** à produção do 2T20. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 4.464 GWh (2.044 MW médios); as termelétricas, por 1.466 GWh (671 MW médios); e as complementares, por 1.312 GWh (601 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, elevações de 59,5%, 64,5% e 19,9% na geração das usinas hidrelétricas, termelétricas e complementares, em comparação ao 2T20.

O aumento da geração **das usinas hidrelétricas** no 2T21, em comparação ao 2T20, ocorreu basicamente em razão da elevação da carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN). Vale ressaltar que no mesmo período do ano passado ocorreu redução de consumo por conta do início da pandemia da Covid-19.



Já o aumento de geração verificado **nas usinas termelétricas** no 2T21, em relação ao mesmo período de 2020, é atribuído pela continuidade do despacho em atendimento à garantia energética por deliberação do CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, devido às condições hidrológicas menos favoráveis. Destaque para o desempenho operacional da Usina Termelétrica Pampa Sul, que resultou numa produção 119,8% maior que no 2T20.



**Nas usinas complementares**, a elevação da geração se deve principalmente à maior incidência de ventos no litoral cearense, onde localizam-se os Conjuntos Eólicos Trairi e Santa Mônica, que juntos produziram 33,5% a mais do que no mesmo período do ano anterior, além da entrada em operação comercial de diversos aerogeradores do Conjunto Eólico Campo Largo II, empreendimento responsável por produzir quase 200.000 MWh no 2T21.

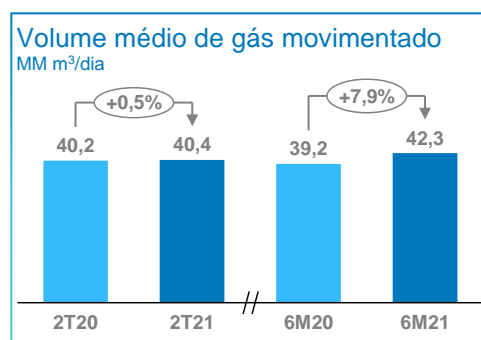
Por fim, com a elevação da produção de energia elétrica em todas as fontes no período apresentado (2T21), cumpre também destacar que o montante de geração hidrelétrica não resulta necessariamente em alteração do desempenho econômico-financeiro da Companhia, por conta da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes. Em relação à geração termelétrica, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), mantidas as outras variáveis.

## Transporte de Gás

A Transportadora Associada de Gás - TAG recebe o gás natural diariamente nos pontos de recebimento de sua malha e entrega-o ao carregador Petrobras 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*).

Em 16 de março de 2021, foi aprovado, pela Câmara dos Deputados, o Projeto de Lei 4.476/2020, chamado de Nova Lei do Gás, que muda o marco regulatório do setor. O texto obteve sanção presidencial, sem vetos, no dia 8 de abril de 2021. O projeto tenta ampliar o investimento privado no setor, promovendo competição, redução do custo e aumento do consumo de gás natural. Além disso, traz transparência, independência e isonomia de informação aos agentes da indústria, segurança jurídica aos contratos existentes, agilidade na contratação de capacidade de transporte e dá mais autonomia à Agência Nacional do Petróleo (ANP) para regular as atividades da indústria.

No 2T21, a TAG transportou um volume médio de gás de 40,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia (40,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia no 2T20).

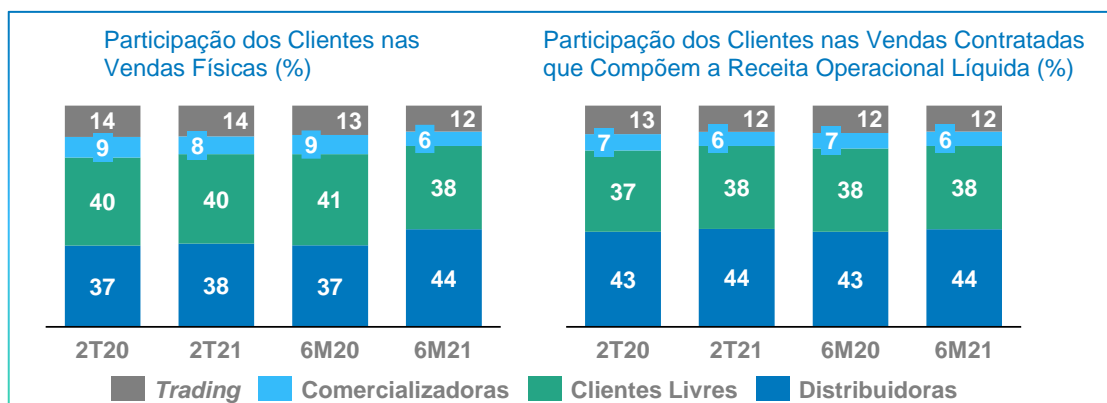


## Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 2T21, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 40,4% do total das vendas físicas e 37,5% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), aumento de 0,7 p.p. e 0,8 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O aumento da participação de consumidores livres nas vendas físicas foi motivado, principalmente, pela redução de consumo dos clientes em razão da pandemia da Covid-19, observada no 2T20, e por novos contratos celebrados no 2T21. Já a elevação na receita operacional líquida, entre os períodos em análise, ocorreu, essencialmente, pelo efeito da correção monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuado pelas novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos finalizados.





## 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 2021**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

### Balanço de Energia

(em MW médios)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026				
Recursos Próprios	4.821	4.899	5.061	5.117	5.113	5.111	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	1.085	829	587	413	353	307	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
<b>= Recursos Totais (A)</b>	<b>5.906</b>	<b>5.728</b>	<b>5.648</b>	<b>5.530</b>	<b>5.466</b>	<b>5.418</b>	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo <sup>1</sup>	2.012	2.012	2.012	2.007	1.994	1.984				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	249,4	224,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	274,1	246,3
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	286,0	256,9
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	257,8	231,6
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	418,4	403,1
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	2	-	158,1	ago-08	311,5	300,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	14	14	14	9	8	-	-	-	301,0	290,0
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	270,0	242,6
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	283,8	273,4
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	192,3	174,5
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	241,1	218,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	370,2	336,0
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	220,5	200,1
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	153,4	146,3
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	174,0	166,0
+ Vendas Bilaterais	3.181	2.953	2.500	1.982	1.413	932				
<b>= Vendas Totais (B)</b>	<b>5.193</b>	<b>4.965</b>	<b>4.512</b>	<b>3.989</b>	<b>3.407</b>	<b>2.916</b>				
<b>Saldo (A - B)</b>	<b>713</b>	<b>763</b>	<b>1.136</b>	<b>1.541</b>	<b>2.059</b>	<b>2.502</b>				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) <sup>2,3</sup>	202,3	206,9	204,1							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) <sup>4</sup>	190,5	184,4	168,3							

<sup>1</sup> XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

WWW → ano de início de fornecimento

ZZ → duração do fornecimento (em anos)

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguará e Miranda).

<sup>4</sup> Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/COFINS, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:

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

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

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

	Resultado por segmento – 2T21 x 2T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração <sup>1</sup>	Transmissão <sup>2</sup>	Trading			
2T21						
Receita operacional líquida	2.049	776	298	10	-	3.133
Custos operacionais	(988)	(617)	(293)	(12)	-	(1.910)
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>	<b>1.061</b>	<b>159</b>	<b>5</b>	<b>(2)</b>	-	<b>1.223</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(74)	-	(1)	(1)	-	(76)
Impairment	(163)	-	-	-	-	(163)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	147	147
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>	<b>824</b>	<b>159</b>	<b>4</b>	<b>(3)</b>	<b>147</b>	<b>1.131</b>
2T20						
Receita operacional líquida	1.990	434	254	9	-	2.687
Custos operacionais	(908)	(413)	(251)	(11)	-	(1.583)
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>	<b>1.082</b>	<b>21</b>	<b>3</b>	<b>(2)</b>	-	<b>1.104</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(65)	-	(1)	(1)	-	(67)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	162	162
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>	<b>1.017</b>	<b>21</b>	<b>2</b>	<b>(3)</b>	<b>162</b>	<b>1.199</b>
Variação						
Receita operacional líquida	59	342	44	1	-	446
Custos operacionais	(80)	(204)	(42)	(1)	-	(327)
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>	<b>(21)</b>	<b>138</b>	<b>2</b>	-	-	<b>119</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(9)	-	-	-	-	(9)
Impairment	(163)	-	-	-	-	(163)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	(15)	(15)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>	<b>(193)</b>	<b>138</b>	<b>2</b>	-	<b>(15)</b>	<b>(68)</b>

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.

<sup>1</sup> Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

<sup>2</sup> Segmento representado pelos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, ambos em fase de construção.

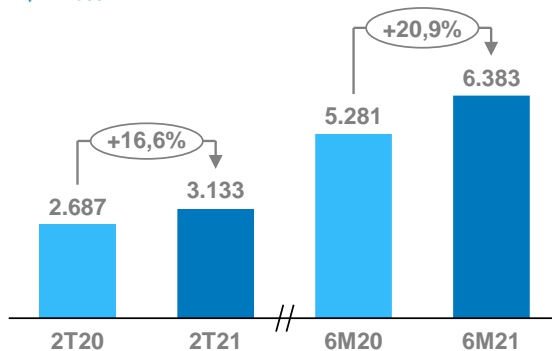
## Receita Operacional Líquida

	Receita por segmento – 2T21 x 2T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
2T21					
Distribuidoras de energia elétrica	916	-	-	-	916
Consumidores livres	774	-	-	-	774
Receita de construção	-	624	-	-	624
Remuneração dos ativos de concessão	120	152	-	-	272
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	244	-	244
Comercializadoras de energia elétrica	129	-	-	-	129
Transações no mercado de curto prazo	71	-	6	-	77
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	48	-	48
Receita de serviços prestados	31	-	-	-	31
Outras receitas	8	-	-	10	18
Receita operacional líquida	2.049	776	298	10	3.133
2T20					
Distribuidoras de energia elétrica	861	-	-	-	861
Consumidores livres	733	-	-	-	733
Receita de construção	-	423	-	-	423
Remuneração dos ativos de concessão	53	11	-	-	64
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	258	-	258
Comercializadoras de energia elétrica	148	-	-	-	148
Transações no mercado de curto prazo	59	-	1	-	60
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> <sup>3</sup>	-	-	(5)	-	(5)
Receita de serviços prestados	30	-	-	-	30
Ganho em ação judicial	80	-	-	-	80
Receita com indenizações	20	-	-	-	20
Outras receitas	6	-	-	9	15
Receita operacional líquida	1.990	434	254	9	2.687
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	55	-	-	-	55
Consumidores livres	41	-	-	-	41
Receita de construção	-	201	-	-	201
Remuneração dos ativos de concessão	67	141	-	-	208
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	(14)	-	(14)
Comercializadoras de energia elétrica	(19)	-	-	-	(19)
Transações no mercado de curto prazo	12	-	5	-	17
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	53	-	53
Receita de serviços prestados	1	-	-	-	1
Ganho em ação judicial	(80)	-	-	-	(80)
Receita com indenizações	(20)	-	-	-	(20)
Outras receitas	2	-	-	1	3
Receita operacional líquida	59	342	44	1	446

No 2T21, a receita operacional líquida aumentou 16,6% (R\$ 446 milhões) quando comparada ao 2T20, passando de R\$ 2.687 milhões para R\$ 3.133 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

**Geração e venda de energia do portfólio:** aumento de R\$ 59 milhões (3,0%), motivado, substancialmente, pelos acréscimos de: (i) R\$ 77 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R\$ 67 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda referente à energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (iii) R\$ 12 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, principalmente na CCEE. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelos seguintes decréscimos: (iv) R\$ 80 milhões não recorrentes, oriundos de recuperação de tributos, ocorrido no 2T20; e (v) R\$ 20 milhões referentes, sobretudo, ao reconhecimento no 2T20 de receitas de indenização por atrasos na conclusão de obras e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade em usinas.

Receita Operacional Líquida  
R\$ milhões



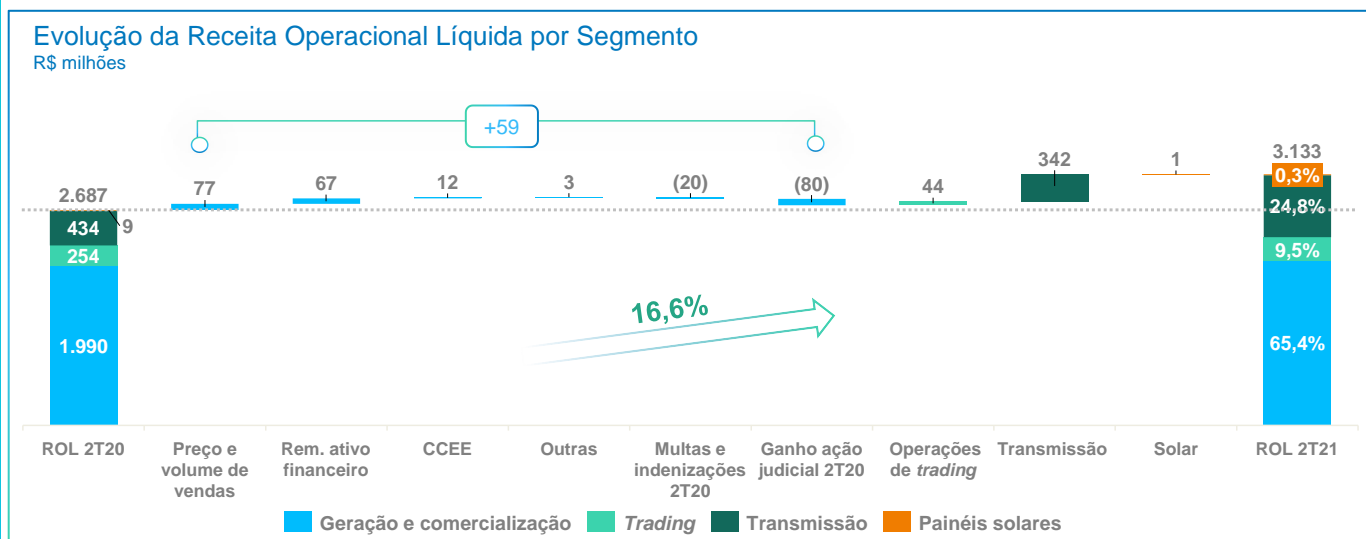
<sup>3</sup> No 2T20, a Companhia apurou redução de ganhos não realizados em operações de *trading* por meio da controlada ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda ("EBC").

Desconsiderando-se o efeito não recorrente, mencionado no item (iv), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio apresentou aumento de R\$ 139 milhões (7,3%) no 2T21, em relação ao 2T20.

**Transmissão:** elevação de R\$ 342 milhões (78,8%), em consequência do avanço na execução das obras dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujo tratamento contábil como receita decorre do custo com a construção adicionado de uma margem de gestão da construção pela Companhia, dos quais R\$ 201 milhões se referem ao aumento na receita de construção e R\$ 141 milhões de acréscimo na remuneração de ativos de concessão.

**Trading:** aumento de R\$ 44 milhões (17,3%) oriundo do resultado positivo da marcação a mercado das vendas futuras e do acréscimo na receita nas transações de curto prazo, parcialmente atenuados pela redução na receita nas operações realizadas.

Os resultados dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em "Resultado operacional do segmento de transmissão de energia" e "Resultado operacional do segmento de *trading* de energia".



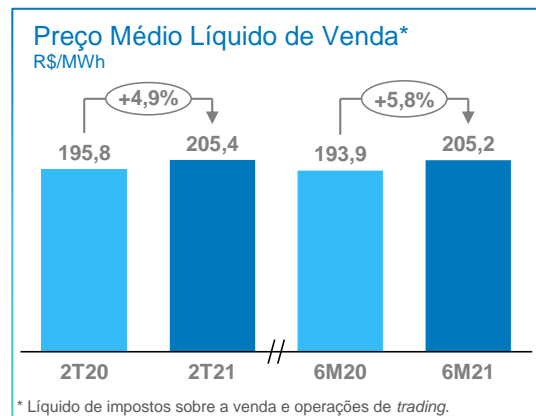
## Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

### ➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

#### ➤ Preço Médio Líquido de Venda

O **preço médio de venda de energia**, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R\$ 205,35/MWh no 2T21**, **4,9% superior** ao obtido no 2T20, cujo valor foi de R\$ 195,79/MWh.

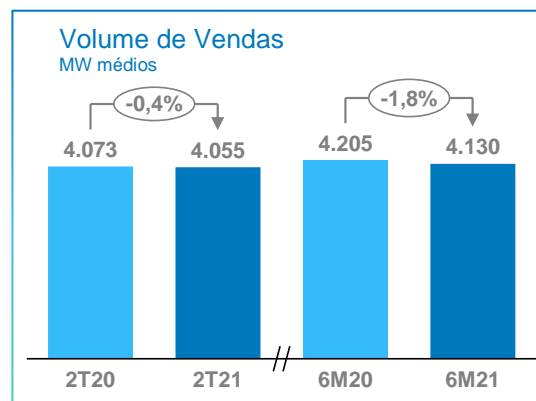
A elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelas novas contratações de consumidores livres, com preços inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.



#### ➤ Volume de Vendas

A **quantidade de energia vendida** em contratos manteve-se estável entre os períodos comparados, tendo reduzido 39 GWh (18 MW médios) ou 0,4%, passando de 8.895 GWh (4.073 MW médios) no 2T20 para **8.856 GWh (4.055 MW médios) no 2T21**.

Entre os trimestres em comparação, observa-se maior volume de vendas em distribuidoras e consumidores livres, compensados por menor volume em comercializadoras.





## ➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

### • Distribuidoras:

A receita de venda às distribuidoras alcançou **R\$ 916 milhões no 2T21, R\$ 55 milhões (6,4%) superior** aos R\$ 861 milhões auferidos no 2T20. O aumento foi ocasionado pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 41 milhões — aumento de 4,8% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 14 milhões — aumento de 59 GWh (27 MW médios) na quantidade vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos existentes e o acréscimo do consumo de energia foi motivado, substancialmente, pelos efeitos de alocação de energia entre os trimestres comparados.

### • Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou **R\$ 41 milhões (5,6%)** entre os trimestres em análise, passando de R\$ 733 milhões no 2T20 para R\$ 774 milhões no 2T21. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 35 milhões — acréscimo de 4,7% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 6 milhões — incremento de 34 GWh (15 MW médios) no volume de energia vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, pelo efeito da correção monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuado pelas novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos finalizados.

O aumento na quantidade de energia vendida é explicado, principalmente, pela redução de consumo dos clientes observada no 2T20, em razão da pandemia da Covid-19, e por novos contratos celebrados no 2T21.

### • Comercializadoras:

No 2T21, a receita de venda a comercializadoras foi de **R\$ 129 milhões, R\$ 19 milhões (12,8%) inferior** à receita auferida no 2T20, que foi de R\$ 148 milhões. Esse decréscimo é oriundo da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 20 milhões — redução de 132 GWh (60 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 1 milhão — aumento de 1,1% no preço médio líquido de vendas.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorre, principalmente, pela finalização de contratos existentes, entre os trimestres analisados.

## ➤ 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 Jaguará 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\$ 53 milhões, no 2T20, para **R\$ 120 milhões no 2T21, aumento de R\$ 67 milhões (126,4%)**. O acréscimo é motivado, substancialmente, pela variação do IPCA e pelo aumento do saldo médio entre os períodos em comparação.

## ➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 2T21, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 71 milhões, enquanto no 2T20 foi de R\$ 59 milhões, o que representa um **acréscimo de R\$ 12 milhões (20,3%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

## ➤ Ganho em Ação Judicial – Recuperação de Tributos

Em 18 de maio de 2020, a Companhia obteve decisões favoráveis em trânsito em julgado que a garantiram o direito de reaver, mediante compensação ou restituição, créditos de tributos federais, devidamente atualizados pela taxa Selic. Diante deste fato, a Companhia reconheceu R\$ 80 milhões no 2T20. O montante em questão foi atualizado monetariamente, com impacto de R\$ 73 milhões no resultado financeiro do 2T20.

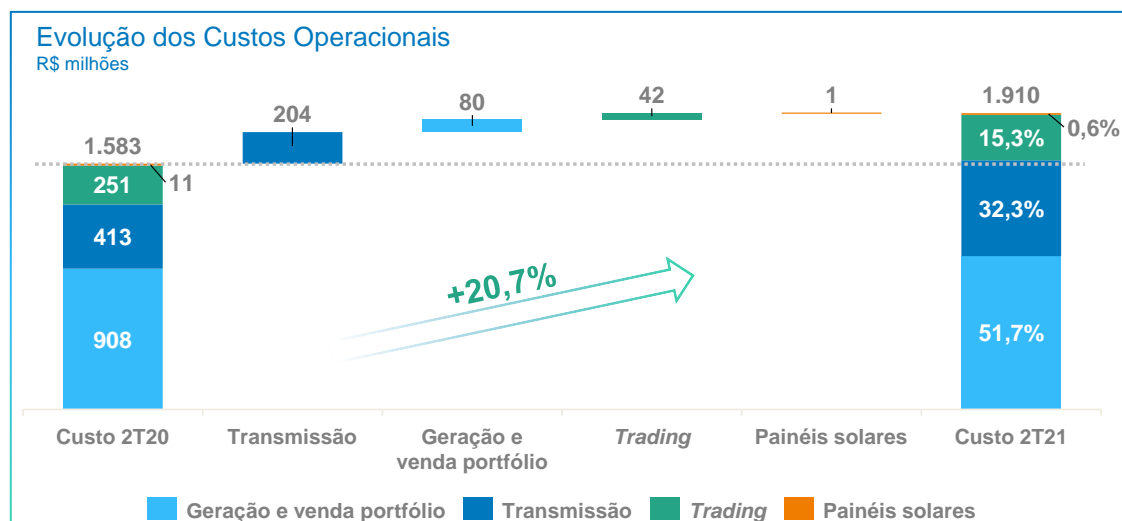
## ➤ Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os trimestres em análise, **aumentou R\$ 1 milhão (11,1%)**, passando de R\$ 9 milhões no 2T20 para **R\$ 10 milhões no 2T21**.

## Custos Operacionais

	Custos por segmento – 2T21 x 2T20 (em R\$ milhões)				
	Energia elétrica			Painéis Solares	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
2T21					
Custos de construção	-	617	-	-	617
Compras de energia	208	-	250	-	458
Depreciação e amortização	231	-	-	-	231
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	146	-	-	-	146
Transações no mercado de curto prazo	128	-	-	-	128
Materiais e serviços de terceiros	109	-	-	2	111
Pessoal	71	-	-	1	72
Combustíveis para geração	46	-	-	-	46
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	43	-	43
Seguros	22	-	-	-	22
<i>Royalties</i>	11	-	-	-	11
Provisões operacionais, líquidas	3	-	-	-	3
Outros custos operacionais, líquidos	13	-	-	9	22
Custos operacionais	988	617	293	12	1.910
2T20					
Custos de construção	-	413	-	-	413
Compras de energia	337	-	242	-	579
Depreciação e amortização	228	-	-	-	228
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	136	-	-	-	136
Transações no mercado de curto prazo	57	-	-	-	57
Materiais e serviços de terceiros	72	-	-	3	75
Pessoal	64	-	-	3	67
Combustíveis para geração	(10)	-	-	-	(10)
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	9	-	9
Seguros	19	-	-	-	19
<i>Royalties</i>	4	-	-	-	4
Provisões operacionais, líquidas	(13)	-	-	-	(13)
Outros custos operacionais, líquidos	14	-	-	5	19
Custos operacionais	908	413	251	11	1.583
Variação					
Custos de construção	-	204	-	-	204
Compras de energia	(129)	-	8	-	(121)
Depreciação e amortização	3	-	-	-	3
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	10	-	-	-	10
Transações no mercado de curto prazo	71	-	-	-	71
Materiais e serviços de terceiros	37	-	-	(1)	36
Pessoal	7	-	-	(2)	5
Combustíveis para geração	56	-	-	-	56
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	34	-	34
Seguros	3	-	-	-	3
<i>Royalties</i>	7	-	-	-	7
Provisões operacionais, líquidas	16	-	-	-	16
Outros custos operacionais, líquidos	(1)	-	-	4	3
Custos operacionais	80	204	42	1	327

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 327 milhões (20,7%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.583 milhões no 2T20 para R\$ 1.910 milhões no 2T21. Esta variação foi reflexo dos seguintes acréscimos: (i) R\$ 204 milhões (49,4%) de custos no segmento de transmissão; (ii) R\$ 80 milhões (8,8%), nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (iii) R\$ 42 milhões (16,7%) nos custos de operações de trading de energia; e (iv) R\$ 1 milhão (9,1%) de custos de venda e instalação de painéis solares.



## Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

### ➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 2T20 e o 2T21 houve redução de R\$ 129 milhões (38,3%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, motivada por: (i) R\$ 138 milhões — decréscimo de 763 GWh (350 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 9 milhões — aumento de 4,4% no preço médio líquido de compras de energia, o qual inclui as compras de curto prazo, que foi de R\$ 180,66/MWh no 2T20 para R\$ 188,52/MWh no 2T21.

O decréscimo observado no volume de compras foi motivado, substancialmente, pela energia gerada a partir da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo II.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R\$ 10 milhões (7,4%) entre os trimestres em análise, decorrente, sobretudo, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição e da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo II, cujo impacto foi de R\$ 4 milhões.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R\$ 71 milhões (124,6%). Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

» **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 37 milhões (51,4%) no 2T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, resultante, substancialmente, dos acréscimos de R\$ 21 milhões nos custos de operação e manutenção do parque gerador, devido às atualizações contratuais e de R\$ 10 milhões com materiais de reposição e consumo.

» **Pessoal:** elevação de R\$ 7 milhões (10,9%) no 2T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração dos colaboradores, aumento das despesas com credenciamento médico, reembolso de despesas médicas e despesas com planos de saúde.

» **Combustíveis para geração:** acréscimo de R\$ 56 milhões (560,0%) na comparação entre o 2T21 e o 2T20, devido, basicamente, ao maior consumo de carvão próprio, motivado pelo aumento no volume de geração térmica entre os períodos.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** aumento de R\$ 7 milhões (175,0%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, da maior geração das usinas hidrelétricas entre os trimestres.

» **Provisões operacionais, líquidas:** efeito negativo de R\$ 16 milhões (123,1%) no 2T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, resultante, substancialmente, da reversão de provisões para perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa, no montante de R\$ 12 milhões, ocorrida no 2T20, motivada por acordo judicial celebrado entre a Companhia e um cliente.

## Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestruturas relacionadas às concessões de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e Novo Estado, a partir da aquisição de 100% das ações da Novo Estado Transmissora de Energia S.A. em março de 2020, 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.

O lucro operacional bruto do segmento de transmissão de energia apresentou aumento de R\$ 138 milhões no 2T21, em relação ao mesmo trimestre de 2020, em decorrência, principalmente, da evolução na execução das obras de construção dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também foi impactada pela variação positiva do IPCA.

## Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O lucro bruto entre os trimestres em análise aumentou R\$ 2 milhões (66,7%), motivado pelos seguintes efeitos positivos: (i) R\$ 19 milhões de impacto positivo 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 2020 e de 2021; e (ii) aumento de R\$ 5 milhões no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo. Esses efeitos foram atenuados pela redução de R\$ 22 milhões no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas.

## 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 2T21 e no 2T20, **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 negativos em R\$ 51 milhões** e positivos em R\$ 3 milhões, respectivamente. O montante representa uma **redução de R\$ 54 milhões entre os períodos comparados**, sendo um decréscimo de R\$ 59 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e um incremento de R\$ 5 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (ii) aumento de operações de curto prazo, em virtude da ativa gestão do portfólio e da variação do PLD entre os trimestres em análise; e (iii) redução da despesa no MRE.

Em dezembro de 2020, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2021 em R\$ 583,88/MWh e R\$ 49,77/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	2T21	2T20	Var. (%)
Sul	233,36	75,47	209,2%
Sudeste/Centro-Oeste	229,44	75,47	204,0%
Nordeste	202,21	49,40	309,3%

## Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, passaram de R\$ 67 milhões no 2T20 para R\$ 76 milhões no 2T21, aumento de R\$ 9 milhões (13,4%) nos trimestres em análise, oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, principalmente, pelos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 13 milhões nas despesas com pessoal, motivado, substancialmente, pelo efeito do reajuste anual e de impactos de bônus e PLR; e (ii) redução de R\$ 4 milhões com materiais, serviços de terceiros e doações, devido, principalmente, aos menores gastos com a pandemia da Covid-19 no 2T21.



## Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 2T21, a Companhia reconheceu R\$ 163 milhões de *impairment* em decorrência da intenção de venda da subsidiária Diamante Geração de Energia Ltda., empresa que detém a totalidade dos ativos que compõem o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cuja avaliação preliminar do valor de venda é inferior ao valor contábil desta subsidiária. Tendo em vista o atual estágio do processo, não foram atingidos os pré-requisitos para classificação como mantido para venda.

## Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 20 de julho de 2020, a Companhia adquiriu participação acionária adicional de 3,25% na TAG, do total de 10% que a Petrobras ainda detinha. Dessa forma, a Companhia passou de 29,25% para 32,5% de participação societária direta na TAG.

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

DRE – em R\$ milhões	2T21		2T20	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
<b>TAG</b>				
Receita operacional líquida	1.730	562	1.414	414
Custos dos serviços prestados	(549)	(178)	(563)	(165)
<b>Lucro bruto</b>	<b>1.181</b>	<b>384</b>	<b>851</b>	<b>249</b>
Despesas gerais e administrativas	(51)	(17)	(31)	(9)
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>	<b>1.130</b>	<b>367</b>	<b>820</b>	<b>240</b>
Resultado financeiro	(440)	(143)	(346)	(101)
<b>Lucro antes dos impostos</b>	<b>690</b>	<b>224</b>	<b>474</b>	<b>139</b>
Imposto de renda e contribuição social	(237)	(77)	(168)	(49)
Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	246	72
<b>Lucro líquido da TAG</b>	<b>453</b>	<b>147</b>	<b>552</b>	<b>162</b>
<b>Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG</b>	<b>147</b>		<b>162</b>	

Entre o 2T21 e o 2T20, o resultado de equivalência patrimonial reduziu em R\$ 15 milhões (9,3%), passando de R\$ 162 milhões no 2T20 para R\$ 147 milhões no 2T21. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) R\$ 138 milhões de acréscimo no Ebitda devido, principalmente, à atualização das tarifas de transporte de gás, em grande parte pelo IGP-M, e da variação cambial sobre um dos contratos de transporte de gás; (ii) R\$ 72 milhões de efeito positivo não recorrente, no 2T20, relativo ao reconhecimento de créditos extemporâneos de incentivos fiscais referentes ao lucro da exploração na Sudene; (iii) incremento de R\$ 42 milhões, nas despesas financeiras líquidas; (iv) acréscimo de R\$ 28 milhões de IR e CS, em razão, substancialmente, do aumento do lucro antes dos impostos; e (v) incremento de R\$ 11 milhões em depreciação e amortização. Destaca-se que parte das variações observadas decorrem da alteração de participação societária entre os períodos analisados. Desconsiderando o efeito não recorrente, mencionado anteriormente, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R\$ 57 milhões (63,3%), entre os trimestres comparados.

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

Ebitda – em R\$ milhões	2T21	2T20
	100%	100%
<b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>	<b>1.130</b>	<b>820</b>
Depreciação e amortização	161	156
Amortização da mais valia	217	227
<b>Ebitda</b>	<b>1.508</b>	<b>1.203</b>

## Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020 eram estes:

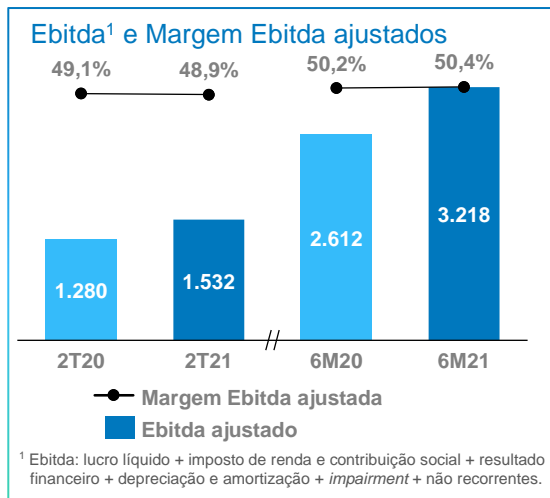
Balanço Patrimonial	30.06.2021	31.12.2020
<b>ATIVO</b>		
<b>Ativo circulante</b>	<b>2.125</b>	<b>2.220</b>
Caixa e equivalentes de caixa	457	437
Contas a receber de clientes	1.409	1.556
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	43	19
Outros ativos circulantes	216	208
<b>Ativo não circulante</b>	<b>31.846</b>	<b>35.660</b>
Contas a receber de clientes	545	49
Depósitos vinculados	118	203
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	3	29
Outros ativos realizáveis a longo prazo	5	3.475
Imobilizado	28.437	29.185
Intangível	2.738	2.719
<b>Total</b>	<b>33.971</b>	<b>37.880</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
<b>Passivo circulante</b>	<b>3.537</b>	<b>3.874</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.959	3.250
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	243	298
Outros passivos circulantes	335	326
<b>Passivo não circulante</b>	<b>23.004</b>	<b>27.079</b>
Empréstimos, financiamentos e debêntures	19.970	22.519
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	496	910
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.907	1.073
Outros passivos não circulantes	631	2.577
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>7.430</b>	<b>6.927</b>
<b>Total</b>	<b>33.971</b>	<b>37.880</b>

## Ebitda e Margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 2T21 x 2T20 (em R\$ milhões)					
	Energia elétrica			Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
<b>2T21</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	824	159	4	(3)	147	1.131
Depreciação e amortização	238	-	-	-	-	238
<b>Ebitda</b>	<b>1.062</b>	<b>159</b>	<b>4</b>	<b>(3)</b>	<b>147</b>	<b>1.369</b>
<i>Impairment</i>	163	-	-	-	-	163
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>1.225</b>	<b>159</b>	<b>4</b>	<b>(3)</b>	<b>147</b>	<b>1.532</b>
<b>Margem Ebitda ajustada</b>	<b>59,8%</b>	<b>20,5%</b>	<b>1,3%</b>	<b>(30,0%)</b>	<b>-</b>	<b>48,9%</b>
<b>2T20</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.017	21	2	(3)	162	1.199
Depreciação e amortização	233	-	-	-	-	233
<b>Ebitda</b>	<b>1.250</b>	<b>21</b>	<b>2</b>	<b>(3)</b>	<b>162</b>	<b>1.432</b>
<b>Efeitos não recorrentes</b>						
Ganho de ação judicial	(80)	-	-	-	-	(80)
Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	(72)	(72)
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>1.170</b>	<b>21</b>	<b>2</b>	<b>(3)</b>	<b>90</b>	<b>1.280</b>
<b>Margem Ebitda ajustada</b>	<b>61,3%</b>	<b>4,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>(33,3%)</b>	<b>-</b>	<b>49,1%</b>
<b>Variação</b>						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(193)	138	2	-	(15)	(68)
Depreciação e amortização	5	-	-	-	-	5
<b>Ebitda</b>	<b>(188)</b>	<b>138</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(15)</b>	<b>(63)</b>
<b>Efeitos não recorrentes</b>						
<i>Impairment</i>	163	-	-	-	-	163
Ganho de ação judicial	80	-	-	-	-	80
Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	-	-	-	72	72
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>55</b>	<b>138</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>57</b>	<b>252</b>
<b>Margem Ebitda ajustada</b>	<b>(1,5 p.p.)</b>	<b>15,7 p.p.</b>	<b>0,5 p.p.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0,2 p.p.)</b>

Entre o 2T21 e o 2T20, o Ebitda ajustado aumentou R\$ 252 milhões (19,7%), passando de R\$ 1.280 milhões no 2T20 para R\$ 1.532 milhões no 2T21. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 138 milhões oriundos do segmento de transmissão de energia; (ii) R\$ 57 milhões (63,3%) decorrentes da variação dos resultados de participação societária na TAG; (iii) R\$ 55 milhões (4,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (iv) R\$ 2 milhões oriundos do segmento de *trading*.

O principal segmento de negócios da Companhia, no setor elétrico, é o de geração e venda de energia elétrica do portfólio, com variação indicada no item (iii) acima, cujos principais efeitos foram: redução de R\$ 129 milhões nos custos de compras de energia; (ii) R\$ 77 milhões motivados pelo aumento da receita com contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre, resultado de maior preço médio líquido de venda; (iii) incremento de R\$ 67 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos de concessões; (iv) decréscimo de R\$ 59 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (v) aumento de R\$ 56 milhões nos custos com combustíveis; (vi) incremento de R\$ 37 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (vii) R\$ 20 milhões de decréscimo na receita oriunda de receitas de indenização por atrasos na conclusão de obras e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade em usinas, registrada no 2T20; (viii) R\$ 16 milhões motivados pelo incremento nos custos com provisões operacionais; (ix) elevação de R\$ 10 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (x) R\$ 7 milhões oriundos de aumento no custo com *royalties*; e (xi) acréscimo de R\$ 13 milhões dos demais custos e despesas operacionais.



#### Margem Ebitda Ajustada Geração

A margem Ebitda ajustada no segmento de geração apresentou redução de 1,5 p.p., passando de 61,3% no 2T20 para 49,8% no 2T21.

#### Margem Ebitda Ajustada Consolidada

A margem Ebitda ajustada consolidada apresentou redução de 0,2 p.p., passando de 49,1% no 2T20 para 48,9% no 2T21.

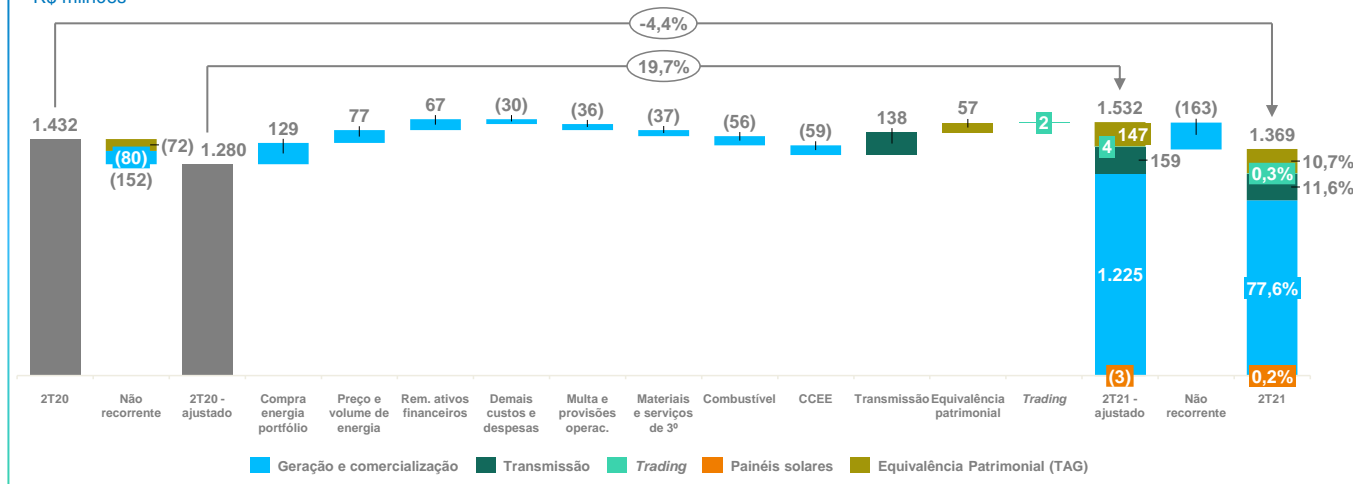
Destaca-se que a margem Ebitda ajustada consolidada é parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção dos sistemas de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, os quais apresentam margens inferiores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

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

(Valores em R\$ milhões)	2T21	2T20	Var. %	6M21	6M20	Var. %
Lucro líquido	319	766	-58,4	848	1.278	-33,6
(+) Imposto de renda e contribuição social	56	264	-78,8	203	457	-55,6
(+) Resultado financeiro	756	169	347,3	1.588	561	183,2
(+) Depreciação e amortização	238	233	2,2	468	468	0,0
<b>Ebitda</b>	<b>1.369</b>	<b>1.432</b>	<b>-4,4</b>	<b>3.107</b>	<b>2.764</b>	<b>12,4</b>
<b>Efeitos não recorrentes</b>						
(+) <i>Impairment</i>	163	-	-	163	-	-
(+) Ganho de ação judicial	-	(80)	-	-	(80)	-
(+) Créditos extemporâneos de incentivos fiscais	-	(72)	-	-	(72)	-
(+) Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	(52)	-	-
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>1.532</b>	<b>1.280</b>	<b>19,7</b>	<b>3.218</b>	<b>2.612</b>	<b>23,2</b>

## Evolução do Ebitda

R\$ milhões



## Resultado Financeiro

**Receitas financeiras:** no 2T21, as receitas financeiras atingiram R\$ 63 milhões, R\$ 48 milhões ou 43,2% abaixo dos R\$ 111 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2020, em razão, substancialmente, do decréscimo de juros sobre impostos e contribuições sociais, no montante de R\$ 73 milhões, referentes, principalmente, à atualização financeira do montante envolvido na recuperação de tributos no 2T20. Esse efeito foi parcialmente atenuado pelo ganho na venda de títulos e valores mobiliários reconhecido no 2T21, de R\$ 23 milhões.

**Despesas financeiras:** as despesas no 2T21 foram de R\$ 819 milhões, isto é, R\$ 539 milhões ou 192,5% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 280 milhões. O aumento observado foi motivado pelos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 231 milhões de variação monetária de dívidas, pela variação da inflação; (ii) elevações de R\$ 223 milhões sobre as concessões a pagar, entre os trimestres analisados, dos quais: (ii.i) R\$ 195 milhões de variação monetária, visto o acréscimo dos índices inflacionários, em especial o IGP-M; e (ii.ii) R\$ 28 milhões de juros; e (iii) R\$ 74 milhões de juros sobre a dívida, em razão, principalmente, da emissão de debêntures por controladas da Companhia em 2020 e da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2020 e 2021.

Destaca-se que a totalidade dos contratos com venda de energia possuem cláusulas de reajuste inflacionário, com a aplicação de IPCA ou de IGP-M, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação.

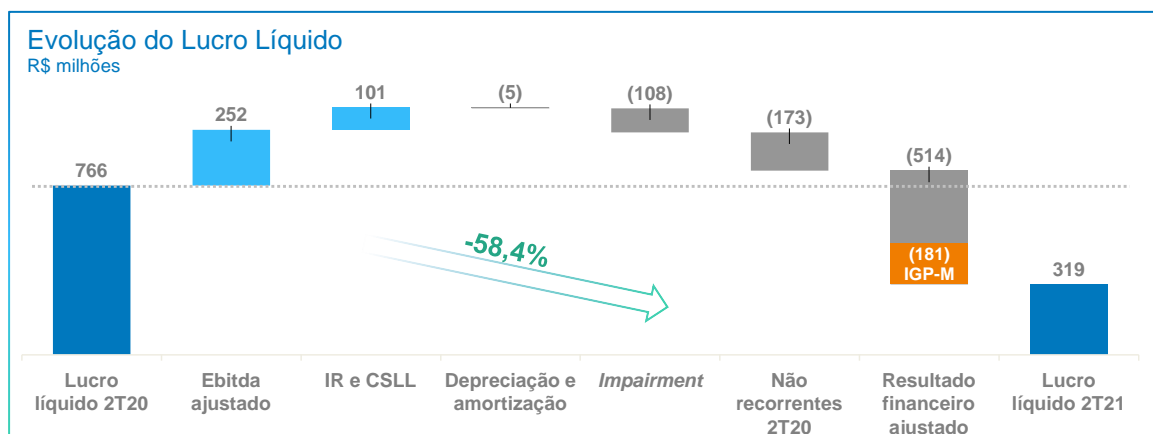
## Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL no 2T21 foram de R\$ 56 milhões, R\$ 208 milhões (78,8%) inferiores às registradas no mesmo trimestre de 2020, de R\$ 264 milhões, em decorrência, substancialmente, do menor lucro antes dos impostos auferido no 2T21, em comparação ao 2T20 e pelas variações nos regimes de tributação de empresas controladas. A alíquota efetiva de IR e CSLL, desconsiderando os efeitos de equivalência patrimonial, reduziu 5,9 p.p., saindo de 30,4% no 2T20 para 24,6% no 2T21. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, a variação entre os trimestres analisados, foi de R\$ 101 milhões (47,6%).

## Lucro Líquido

O lucro líquido do 2T21 foi de R\$ 319 milhões, R\$ 447 milhões ou 58,4% menor do que os R\$ 766 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, cujos impactos no lucro líquido do 2T21 e 2T20 foram de R\$ 108 milhões e R\$ 173 milhões, respectivamente, o lucro líquido reduziu em R\$ 166 milhões (28,0%) entre os trimestres em comparação. Esse decréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 252 milhões no Ebitda ajustado; (ii) incremento de R\$ 5 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo de R\$ 514 milhões das despesas financeiras líquidas; e (iv) redução de R\$ 101 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

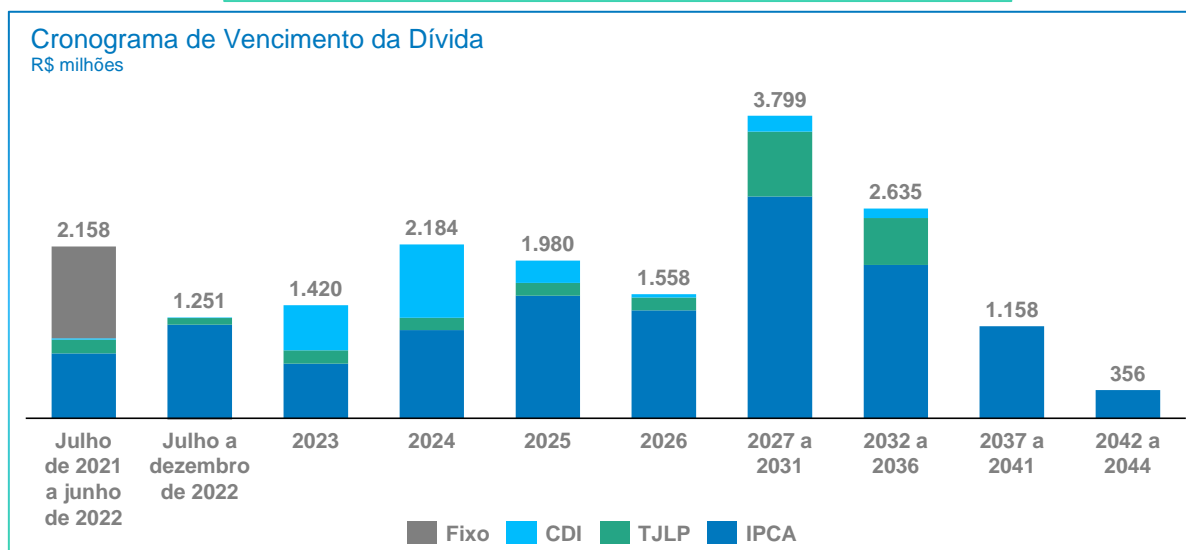
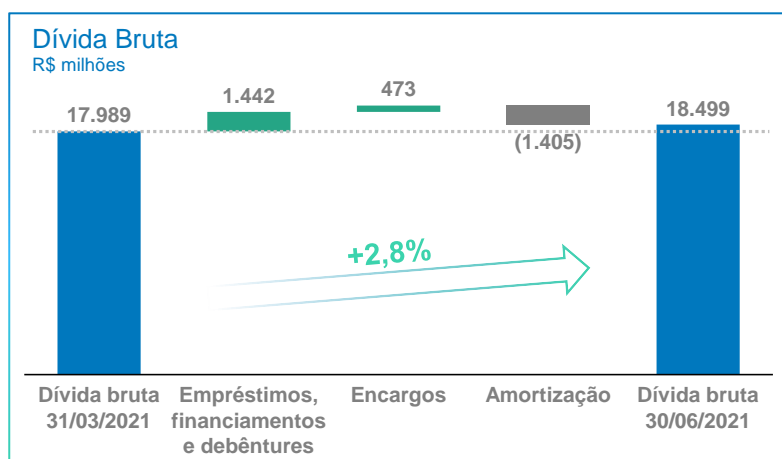




## Endividamento

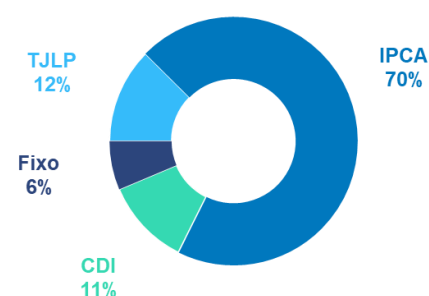
Em 30 de junho de 2021, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 18.499 milhões — aumento de 2,8%** (R\$ 510 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2021. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do 2T21 era de 6,9 anos.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 2T21: (i) saques junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e bancos repassadores, no montante de R\$ 1.153 milhões, destinados, principalmente, à construção dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado; (ii) R\$ 289 milhões da 1ª emissão de debêntures da UTE Pampa Sul; (iii) geração de R\$ 473 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R\$ 1.405 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do segundo trimestre de 2021 foi 11,2% (5,8% no fim do 2T20). O aumento em relação ao ano anterior deve-se, principalmente, à aceleração do IPCA no período e aos novos contratos para financiamento dos projetos em construção, atrelados a esse índice, que responde pela indexação de 70% do total da dívida.

Composição da Dívida



Em 30 de junho de 2021, 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\$ 13.078 milhões**, redução de 1,2% em relação ao registrado ao fim do 1T21.

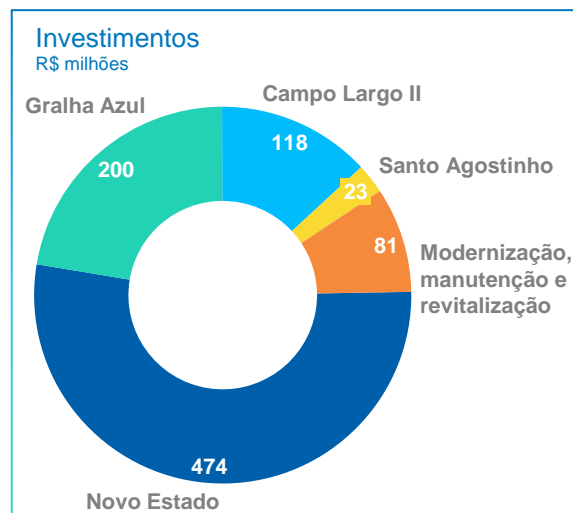
### Dívida Líquida

R\$ milhões

	30/06/2021	31/03/2021	Var. %
Dívida bruta	18.840	18.833	0,0
Resultado de operações com derivativos	-341	-844	(59,6)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	-346	-439	(21,2)
Caixa e equivalentes de caixa	-5.074	-4.314	17,6
<b>Dívida líquida total</b>	<b>13.078</b>	<b>13.235</b>	<b>(1,2)</b>
<b>Dívida líquida/Ebitda últimos 12 meses</b>	<b>1,9X</b>	<b>1,9X</b>	

### Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T21 foram de **R\$ 896 milhões**, dos quais (i) R\$ 815 milhões aplicados na construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R\$ 474 milhões concentrados na Novo Estado Transmissora de Energia; (i.ii) R\$ 200 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (i.iii) R\$ 118 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo II; e (i.iv) R\$ 23 milhões no Conjunto Eólico Santo Agostinho; (ii) R\$ 77 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R\$ 4 milhões designados para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório.



### Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 5 de agosto de 2021, o crédito de **dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2021**, no valor de **R\$ 789,5 milhões (R\$ 0,9676321449 por ação)**, representando um **payout de 100%** do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2021.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos a partir de 17 de agosto de 2021**. 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. Através de nossos Objetivos Estratégicos ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Prosperidade”, com destaque ao compromisso de redução das emissões de CO<sub>2</sub> 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 2021, das 68 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45000 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 76,1% da capacidade total operada pela Companhia. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

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.

### Destaques do Trimestre

- » De 14 a 18 de junho, foi celebrado globalmente, o ENGIE Innovation Festival, evento de inovação do Grupo, que contou com palestras, trocas de experiências e premiações a iniciativas inovadoras globais, nos mais diversos temas. No Brasil, a celebração contou com um evento especialmente dedicado, no dia 17 de junho, o Innovation Day, aberto ao público, e está disponível no Youtube - <https://www.youtube.com/watch?v=IKgyber36Zo>.
- » Em comemoração ao dia do Meio Ambiente, a ENGIE Brasil Energia celebra todos os anos, em junho, seu Seminário de Gestão Sustentável, que visa compartilhar conceitos e práticas de viés sustentável com colaboradores e com a cadeia de valor. Neste ano, o evento contou com 4 apresentações envolvendo a temática ESG, além de um dia especialmente focado em ética, com Mario Cortella. Ao todo, 1.671 pessoas atenderam ao evento, número que foi convertido no plantio de mudas de árvores de espécies nativas no entorno de nossas operações.
- » O aerogerador do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico da Aneel, em parceria com a WEG e as Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc) iniciou a operação em testes, em junho de 2021. O equipamento, de 4,2 MW de potência, visa desenvolver tecnologia e cadeia produtiva nacionais, e foi instalado no parque experimental de Pesquisa e Desenvolvimento, em Tubarão (SC), na Usina Cidade Azul, a 600 metros da outra turbina de menor porte (2,1 MW), que foi um protótipo também construído pela WEG.
- » Foi celebrada a assinatura do Convênio entre ENGIE Brasil Energia, Consórcio Campo Largo II e Associação dos Moradores do Brejo da Brásida, vinculado ao Programa Águas Brasileiras, promovido pelo Ministério do Desenvolvimento Regional, para a implantação do Projeto “Recuperação de Nascentes da Comunidade Brejo da Brásida” no entorno dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, na Bahia.
- » No dia 28 de abril, foi realizada a Parada Geral para Reflexão de Segurança, em referência ao Dia Mundial de Saúde e Segurança do Trabalho. Complementarmente, 140 profissionais, tanto de Operação e Manutenção quanto de implantação de projetos receberam, no trimestre, capacitação específica na análise de incidentes, o que potencializa ações preventivas em Saúde e Segurança.

- » A ENGIE estabeleceu, globalmente, sua meta carbono neutro: até 2045, atingir neutralidade em todas as nossas emissões diretas e indiretas (escopos 1, 2 e 3).

## Responsabilidade Social – Covid-19

- » Estímulo SC - a Companhia, em parceria com o LIDE Santa Catarina (Grupo de Líderes Empresariais), criou o fundo Estímulo SC para concessão de crédito a pequenos e médios negócios, especialmente em razão dos efeitos econômicos da pandemia. O montante aportado pela ENGIE Brasil Energia foi de R\$ 1 milhão.
- » Doação de EPIs – por meio do projeto Salvando Vidas, foi viabilizada a doação de equipamentos de proteção individual (EPIs) para quatro hospitais, nos Estados de Sergipe, Rio de Janeiro, Pará e Rondônia. O aporte da ENGIE Brasil Energia foi de R\$ 100 mil, com uma contrapartida do BNDES de mesmo valor.

## Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 2T21 e 2T20, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

### Indicadores de Sustentabilidade<sup>1</sup>

Item	Dimensão <sup>2</sup>	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI <sup>4</sup>	2T21	2T20	Variação	6M21	6M20	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia	102-7, EU1	68	60	8	68	60	8
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.679	10.431	2,4%	10.679	10.431	2,4%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.958	8.710	2,8%	8.958	8.710	2,8%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	76,1%	77,9%	-1,8 p.p.	76,1%	77,9%	-1,8 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.477	9.229	2,7%	9.477	9.229	2,7%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,7%	88,5%	0,3 p.p.	88,7%	88,5%	0,3 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	- Gestão de Emissões	EU2	7.242	4.784	51,4%	17.179	12.669	35,6%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	4.672	2.813	66,1%	12.703	8.879	43,1%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	64,5%	58,8%	5,7 p.p.	73,9%	70,1%	3,9 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	5.776	3.892	48,4%	14.006	10.284	36,2%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	79,8%	81,4%	-1,6 p.p.	81,5%	81,2%	0,4 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,3%	96,7%	0,6 p.p.	96,2%	96,8%	-0,6 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	87,7%	91,8%	-4,0 p.p.	88,7%	91,4%	-2,7 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões	304-1, 413-1	65.954	3.917	1583,8%	166.169	27.746	498,9%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	413-1	13.891	340	3985,6%	35.018	3.113	1024,9%
18		Emissões de CO <sub>2</sub> (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1.080	0.920	17,4%	1.090	0.935	16,5%
19	Saúde e Segurança <sup>3</sup>	Emissões de CO <sub>2</sub> do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	- Biodiversidade	D305-1, D305-2, D305-3	0.200	0.171	16,7%	0.180	0.176	2,2%
20		Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção <sup>5</sup>	- Segurança das equipes e das comunidades	403-2	0.423	0.000	↑	0.262	0.851	↓
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios <sup>6</sup>	- Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	0.000	0.000	-	0.000	0.000	-
22	Resposta-bilidade Social <sup>7</sup>	Taxa de Frequência (TF) obras <sup>5</sup>		403-2	0.966	0.425	↑	0.859	0.257	↑
23		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	426	257	Não Aplic.	890	458	Não Aplic.
24		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	1.561	808	Não Aplic.	2.989	1.825	Não Aplic.
25	Resposta-bilidade Social <sup>7</sup>	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade	201-1, 413-1	2.010,4	2.593,8	-22,5%	3.635,7	3.090,5	17,6%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	245,0	0,0	-	584,2	596,4	-2,0%
27		Investimentos pela Lei de incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	1.426,0	318,0	348,4%	2.236,8	2.525,4	-11,4%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	265,1	0,0	-	412,2	184,0	124,0%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	- Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
30		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	-
31		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	30,0	0,0	-	30,0	300,8	-90,0%

Notas:

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

<sup>2</sup> Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

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

<sup>4</sup> GRI: *Global Reporting Initiative*, versão *Standards* e complemento setorial G4.

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

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

<sup>7</sup> Valores em milhares de reais.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Tal segmento passou por revisão em 2017, para aumento das exigências gerais do regulamento do segmento, e a Companhia tem, desde então, empreendido esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho multidisciplinar foi composto para endereçar o tema e, como primeiros resultados obtidos, houve o estabelecimento do Comitê de Auditoria, composto por três membros, sendo dois deles membros Independentes do Conselho de Administração. O objetivo do Comitê é assessorar o Conselho de Administração 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.

## 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.



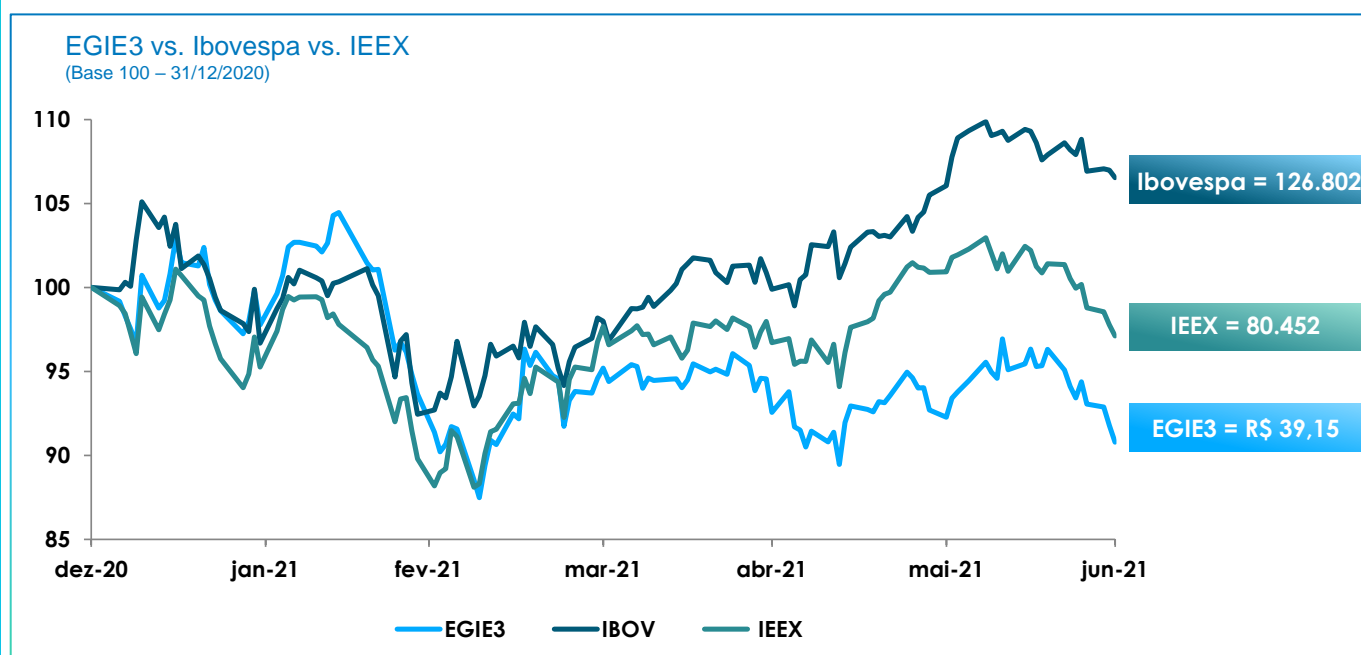
## Desempenho das Ações – EGIE3

O avanço da vacinação, durante o segundo trimestre de 2021, e a perspectiva de aumento da atividade econômica nos setores expostos às restrições da Covid-19, provocou uma onda de otimismo, tanto no Brasil quanto nos mercados internacionais, mas as novas variantes do vírus causam apreensão em relação à reabertura econômica. Previsões de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) foram revisadas para cima no Brasil e no mundo.

O clima tenso na CPI da Pandemia e a apresentação da proposta de reforma tributária impactaram negativamente o Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira, no final do 2T21, mas mesmo assim, o índice encerrou o período com valorização de 8,7% e chegando próximo dos 127 mil pontos. **As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 4,6%** no segundo trimestre de 2021, enquanto o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) desvalorizou 0,6%, influenciado pela crescente preocupação sobre a crise hídrica.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 57,9 milhões no 2T21, 28,1% abaixo do registrado no 2T20, quando atingiu R\$ 80,6 milhões.

No último pregão de junho de 2021, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 39,15/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 31,9 bilhões.**



## Próximos Eventos

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

### Videoconferência de Divulgação de Resultados (Em português — tradução simultânea para inglês)

**Data:** 6 de agosto de 2021

**Horário:** 11:00h (horário de Brasília)

**Link para conexão em português:** <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8848>

**Link para conexão em inglês:** <https://vcasting.voitel.com.br/?transmissionId=8849>

**Telefones para conexão:**

Participantes no Brasil: (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971

Senha para os participantes: ENGIE

## 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 I**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO**

(Valores em R\$ mil)	30/06/2021	31/12/2020
<b>Ativo Circulante</b>	<b>8.718.941</b>	<b>7.733.297</b>
Caixa e equivalentes de caixa	5.074.016	4.538.946
Contas a receber de clientes	1.265.461	1.723.101
Crédito de imposto de renda e contribuição social	121.523	140.785
Dividendos a receber	-	32.500
Estoques	183.881	189.428
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	158.454	14.475
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	969.128	320.309
Depósitos vinculados	6.346	174.048
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	322.520	305.626
Ativo de contrato	262.630	-
Outros ativos circulantes	335.316	274.413
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>29.109.548</b>	<b>27.452.951</b>
<b>Realizável a Longo Prazo</b>	<b>8.367.382</b>	<b>6.829.060</b>
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	423.534	719.380
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	321.773	54.385
Depósitos vinculados	396.858	235.819
Depósitos judiciais	81.069	82.539
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	93.052	100.597
Ativo financeiro de concessão	2.585.680	2.499.170
Ativo de contrato	4.307.686	2.961.419
Outros ativos não circulantes	157.730	175.751
<b>Investimentos</b>	<b>2.588.374</b>	<b>2.425.062</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>15.462.603</b>	<b>15.537.837</b>
<b>Intangível</b>	<b>2.547.573</b>	<b>2.513.990</b>
<b>Direito de uso de arrendamentos</b>	<b>143.616</b>	<b>147.002</b>
<b>Total</b>	<b>37.828.489</b>	<b>35.186.248</b>

**ANEXO II**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — PASSIVO**

(Valores em R\$ mil)	30/06/2021	31/12/2020
<b>Passivo Circulante</b>	<b>5.709.206</b>	<b>5.380.926</b>
Fornecedores	779.013	861.752
Dividendos e juros sobre o capital próprio	618.017	1.385.056
Empréstimos e financiamentos	1.668.897	1.375.627
Debêntures	605.940	449.376
Arrendamentos a pagar	18.821	19.144
Concessões a pagar	253.373	228.865
Imposto de renda e contribuição social a pagar	121.403	198.541
Outras obrigações fiscais e regulatórias	95.564	113.901
Obrigações trabalhistas	109.531	130.097
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	965.035	321.654
Provisões	19.428	15.159
Obrigações com benefícios de aposentadoria	43.067	43.067
Outros passivos circulantes	411.117	238.687
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>23.949.584</b>	<b>22.063.324</b>
Empréstimos e financiamentos	10.568.961	9.825.881
Debêntures	5.505.195	5.113.171
Ações preferenciais resgatáveis	490.612	482.088
Arrendamentos a pagar	103.225	104.828
Concessões a pagar	4.355.658	3.783.453
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	299.366	36.405
Provisões	331.584	305.845
Obrigações com benefícios de aposentadoria	404.622	407.846
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.511.427	1.523.222
Outros passivos não circulantes	378.934	480.585
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>8.169.699</b>	<b>7.741.998</b>
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	2.942.691	3.546.496
Ajustes de avaliação patrimonial	(544.866)	(709.615)
Lucros acumulados	866.192	-
Participação de acionista não controlador	3.034	2.469
<b>Total</b>	<b>37.828.489</b>	<b>35.186.248</b>

**ANEXO III**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS**

(Valores em R\$ mil)	2T21	2T20	Var. %	6M21	6M20	Var. %
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>3.133.065</b>	<b>2.686.515</b>	<b>16,6</b>	<b>6.383.005</b>	<b>5.281.109</b>	<b>20,9</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(1.909.579)</b>	<b>(1.582.366)</b>	<b>20,7</b>	<b>(3.755.984)</b>	<b>(3.121.340)</b>	<b>20,3</b>
Compras de energia	(500.506)	(587.995)	-14,9	(932.958)	(1.193.416)	-21,8
Transações no mercado de energia de curto prazo	(128.247)	(57.383)	123,5	(199.517)	(175.444)	13,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(146.023)	(136.367)	7,1	(288.232)	(277.416)	3,9
Combustíveis para geração	(45.971)	10.477	-538,8	(171.359)	(84.697)	102,3
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties)	(11.166)	(3.694)	202,3	(36.940)	(21.066)	75,4
Pessoal	(71.678)	(66.681)	7,5	(139.854)	(140.470)	-0,4
Materiais e serviços de terceiros	(111.199)	(74.821)	48,6	(203.500)	(158.888)	28,1
Depreciação e amortização	(231.106)	(227.904)	1,4	(456.081)	(458.148)	-0,5
Seguros	(21.673)	(18.519)	17,0	(42.441)	(38.610)	9,9
Reversão de provisões operacionais líquidas	(2.675)	12.809	-120,9	4.439	19.999	-77,8
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(617.083)	(413.125)	49,4	(1.297.499)	(555.940)	133,4
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(8.558)	(5.300)	61,5	(13.531)	(14.293)	-5,3
Recuperação de custos de energia - Repactuação do risco hidrológico	-	-	-	51.961	-	100,0
Outros	(13.694)	(13.863)	-1,2	(30.472)	(22.951)	32,8
<b>Lucro Bruto</b>	<b>1.223.486</b>	<b>1.104.149</b>	<b>10,8</b>	<b>2.627.021</b>	<b>2.159.769</b>	<b>21,6</b>
<b>Receitas (Despesas) Operacionais</b>	<b>(239.340)</b>	<b>(66.846)</b>	<b>258,0</b>	<b>(310.016)</b>	<b>(128.843)</b>	<b>140,6</b>
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(76.956)	(66.658)	15,4	(147.057)	(128.774)	14,2
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(162.809)	-	100,0	(162.809)	-	100,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	425	(188)	-326,1	(150)	(69)	117,4
<b>Resultado de Participações Societárias</b>	<b>147.418</b>	<b>161.518</b>	<b>-8,7</b>	<b>321.947</b>	<b>264.419</b>	<b>21,8</b>
Equivalência patrimonial	147.418	161.518	-8,7	321.947	264.419	21,8
<b>Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro</b>	<b>1.131.564</b>	<b>1.198.821</b>	<b>-5,6</b>	<b>2.638.952</b>	<b>2.295.345</b>	<b>15,0</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(755.804)</b>	<b>(168.538)</b>	<b>348,4</b>	<b>(1.588.110)</b>	<b>(560.794)</b>	<b>183,2</b>
Receitas financeiras	63.329	111.060	-43,0	88.232	155.165	-43,1
Despesas financeiras	(819.133)	(279.598)	193,0	(1.676.342)	(715.959)	134,1
<b>Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro</b>	<b>375.760</b>	<b>1.030.283</b>	<b>-63,5</b>	<b>1.050.842</b>	<b>1.734.551</b>	<b>-39,4</b>
Imposto de renda	(36.370)	(191.447)	-81,0	(139.082)	(330.792)	-58,0
Contribuição social	(20.346)	(73.076)	-72,2	(63.606)	(125.979)	-49,5
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>319.044</b>	<b>765.760</b>	<b>-58,3</b>	<b>848.154</b>	<b>1.277.780</b>	<b>-33,6</b>
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	426.242	765.710	-44,3	955.043	1.277.268	-25,2
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	256	50	412,0	565	512	10,4
<b>Número de Ações Ordinárias</b>	<b>815.927.740</b>	<b>815.927.740</b>		<b>815.927.740</b>	<b>815.927.740</b>	
<b>Lucro Líquido por Ação</b>	<b>0,5224</b>	<b>0,9385</b>	<b>-44,3</b>	<b>1,1705</b>	<b>1,5654</b>	<b>-25,2</b>



## ANEXO IV

### ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### DEMONSTRAÇÃO DE FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

(Valores em R\$ mil)	6M21	6M20
<b>Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais</b>		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.050.842	1.734.551
<b>Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:</b>		
Resultado de participações societárias	(321.947)	(264.419)
Depreciação e amortização	468.582	468.142
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	162.809	-
Repactuação do risco hidrológico	(51.961)	4.900
Variação monetária	951.954	146.561
Juros	695.279	471.938
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	(23.390)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(247.747)	(135.194)
Remuneração de ativo de contrato	(289.405)	(19.898)
Ganhos (perdas) não realizados em operações de <i>trading</i> , líquidos	(9.865)	12.583
Outros	(340)	(20.421)
<b>Lucro Ajustado</b>	<b>2.384.811</b>	<b>2.398.743</b>
<b>(Aumento) redução nos ativos</b>		
Contas a receber de clientes	467.192	62.385
Estoques	5.547	(43.216)
Depósitos vinculados e judiciais	9.711	(44.049)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	7.545	7.545
Crédito de imposto de renda e contribuição social	15.129	(5.751)
Ativo financeiro de concessão	144.343	141.330
Ativo de contrato	(1.319.292)	(569.531)
Outros ativos	(47.707)	(208.751)
<b>(Redução) aumento nos passivos</b>		
Fornecedores	(334)	(39.705)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(16.918)	88.709
Obrigações trabalhistas	(20.566)	(19.836)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(17.902)	(14.992)
Outros passivos	(34.757)	34.669
<b>Caixa Gerado pelas Operações</b>	<b>1.576.802</b>	<b>1.787.550</b>
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(244.186)	(229.294)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(252.150)	(167.340)
<b>Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais</b>	<b>1.080.466</b>	<b>1.390.916</b>
<b>Atividades de Investimento</b>	<b>(126.476)</b>	<b>(451.398)</b>
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	390.000	321.750
Aquisição de investimento	-	(328.195)
Aplicação no imobilizado e no intangível	(541.033)	(444.953)
Venda de títulos e valores mobiliários	24.531	-
Outros	26	-
<b>Atividades de Financiamento</b>	<b>(418.920)</b>	<b>(5.397)</b>
Captação de empréstimos e financiamentos	2.111.551	1.216.744
Emissão de debêntures	288.898	499.110
Custos de emissão de ações preferenciais	(1.331)	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido de <i>hedge</i>	(1.182.324)	(460.653)
Pagamento de debêntures, líquidas de <i>hedge</i>	(110.273)	(96.129)
Pagamento de parcelas de concessões	(118.829)	(72.871)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.402.289)	(1.211.434)
Pagamento de arrendamentos	(10.580)	(10.163)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	5.054	129.000
Outros	1.203	999
<b>Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>535.070</b>	<b>934.121</b>
<b>Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Saldo inicial	4.538.946	3.870.261
Saldo final	5.074.016	4.799.482
<b>Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>535.070</b>	<b>929.221</b>
<b>Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Dividendos adicionais de 2020 creditados	609.594	-
Dividendos destinados por controladas	357.500	321.750
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	10.177	3.978
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(13.006)	3.577
Fornecedores de imobilizado e intangível	(84.437)	(61.103)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	60.785	16.889
Provisões para desmobilização sem efeito caixa na aplicação no imobilizado e no inta	17.099	-
Provisões para desapropriações sem efeito caixa na construção de transmissão	200	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	136.093
Valor justo dos direitos de projeto adquirido	-	236.021
Ágio	-	80.247
Crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado	-	(29.413)