ENGIE BRASIL ENERGIA

Apresentação de Resultados 2T22

02 de agosto de 2022

Aviso Importante

Este material pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela **ENGIE Brasil Energia S.A.** ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia"), - anteriormente denominada Tractebel Energia S.A. -, de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da **ENGIE Brasil Energia**. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da **ENGIE Brasil Energia**, as condições econômicas brasileira e internacional, tecnologia, estratégia financeira, desenvolvimentos da indústria de serviços públicos, condições hidrológicas, condições do mercado financeiro, incerteza a respeito dos resultados de suas operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções e outros fatores. Em razão desses fatores, os resultados reais da **ENGIE Brasil Energia** podem divergir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos assessores da **ENGIE Brasil Energia** ou partes a eles relacionadas ou seus representantes terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do conteúdo desta apresentação.

Este material inclui declarações acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da **ENGIE Brasil Energia**. Essas declarações incluem projeções de crescimento econômico e demanda e fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

Sumário

Destaques e Indicadores ESG 01

Comercialização de Energia 02

Expansão 03

Desempenho Financeiro 04

Material de Apoio 05



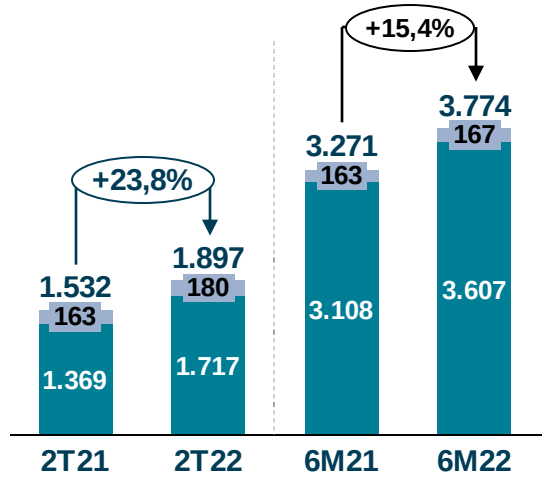
Conjunto Eólico Trairi

01

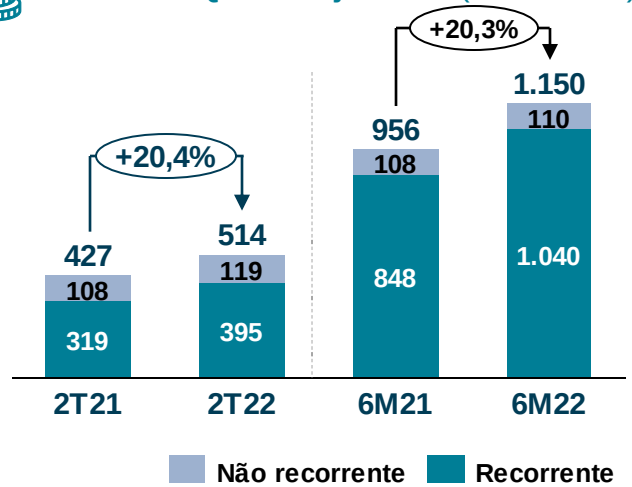
Destaques e Indicadores ESG

Destaques

EBITDA Ajustado[1] (R$ milhões)



LUCRO LÍQUIDO Ajustado (R$ milhões)



Nota:
[1]Ebitda Ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + não recorrentes

Drivers do resultado vs. 2T21

↑ + 6,9%	Preço médio líquido de venda
↑ + 7,9%	Volume de vendas (+321 MWm)
↑ R$ 279 milhões	Maior preço e volume de vendas
↑ R$ 92 milhões	RAP segmento de transmissão (Efeito caixa)
↑ R$ 77 milhões	Resultado CCEE

Compra de energia para portfólio

↓ **R$ 215 milhões**

Volume de compras 546 MWm maior:
- Contrato de compra de energia com Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Resultado financeiro líquido

↓ **R$ 225 milhões**

Crescimento de 29,8%
Receitas financeiras: R$ 152 milhões
Despesas financeiras: R$ 877 milhões
- R$ 409 milhões: atualização monetária
- R$ 468 milhões: juros e outras

Concessões a pagar: R$ 256 milhões

Destaques

A Companhia arrematou o **Lote 7, no Leilão de Transmissão Aneel 01/2022**, que prevê a instalação de 1 quilômetro de linhas de transmissão e uma subestação complementar ao projeto Novo Estado, no Pará.

Concluída a **aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá (BA),** com capacidade instalada de aproximadamente 880 MW, pelo valor máximo de R$ 265 milhões (base maio/22). A emissão do parecer de acesso, a assinatura do contrato de conexão ao *grid* e os contratos fundiários permitem o avanço da implantação do ativo, com um investimento estimado em cerca de R$ 6 bilhões.

Aprovada a **distribuição de dividendos intercalares** no valor de **R$ 578 milhões (R$ 0,7083/ação),** equivalente a 55% do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2022.

As ações serão negociadas ex-dividendos a partir de 17/08/2022 e o **pagamento será definido posteriormente** pela Diretoria Executiva.



Destaques



***Impairment* de R$ 180 milhões** reconhecido no 2T22 decorrente dos avanços **nas negociações para a venda da UTE Pampa Sul.**

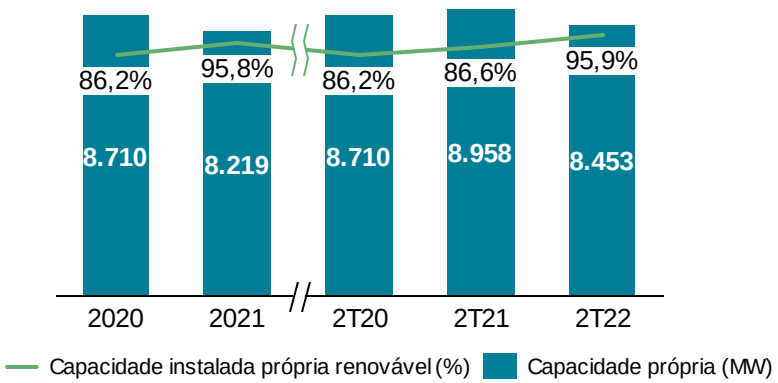
A ENGIE Brasil Energia foi destaque na **premiação Melhores do ESG 2022**, promovida pela revista Exame em parceria com a escola de negócio Ibmec.

Com investimento previsto de R$ 300 milhões, **TAG assina acordo para implementação de gasoduto de aproximadamente 25 km** que vai conectar o terminal de gás natural liquefeito (GNL) da Centrais Elétricas de Sergipe (Celse) à sua rede de transporte de gás.

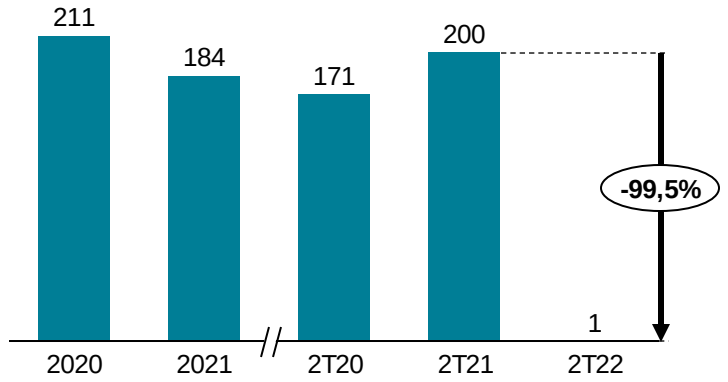
Iniciada a **operação remota da Usina Hidrelétrica Itá**, maior usina operada pela ENGIE, a partir do Centro de Operação da Geração (COG), localizada na sede em Florianópolis. Agora são 60 usinas operadas remotamente, representando 71,6% da geração total da Companhia.

Indicadores ESG 2T22

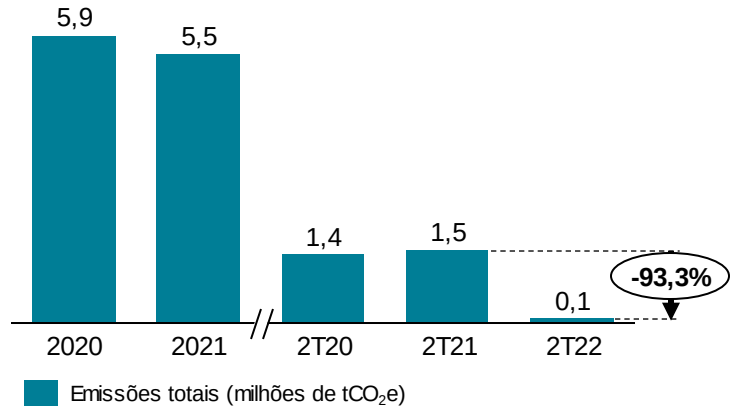
CAPACIDADE INSTALADA E % DE RENOVÁVEIS



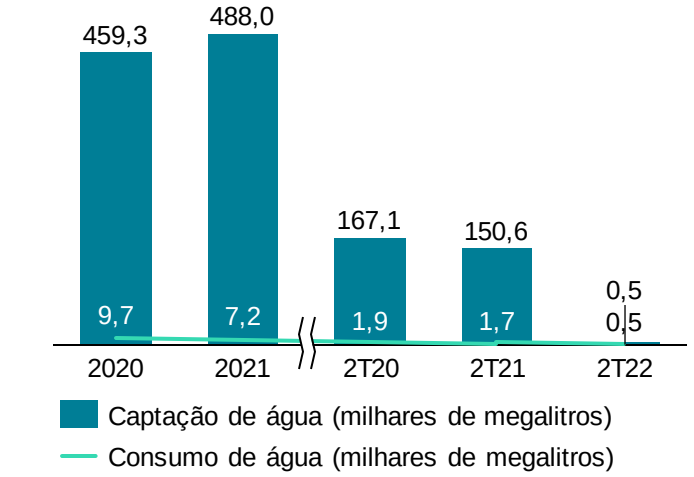
INTENSIDADE DE EMISSÕES[1] (KgCO$_2$E/MWh)



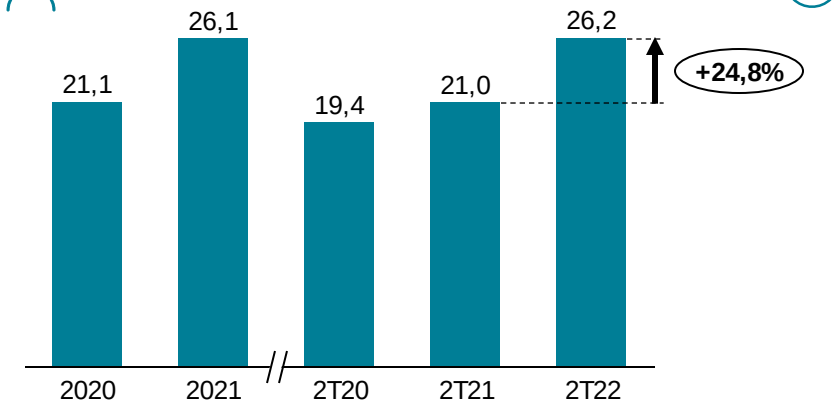
EMISSÕES TOTAIS[1]



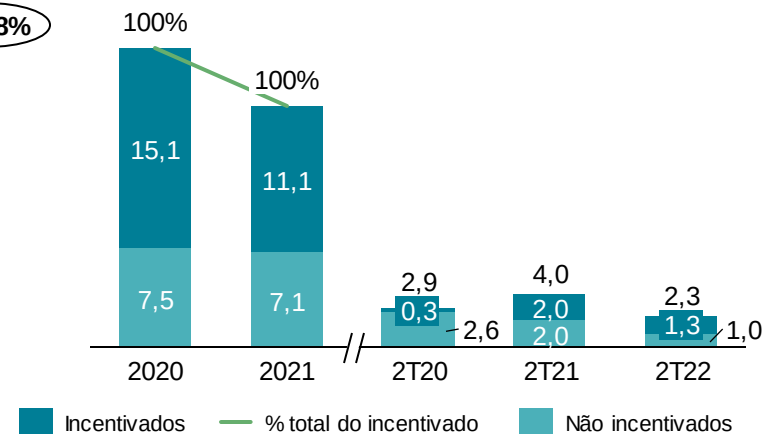
CAPTAÇÃO DE ÁGUA E CONSUMO DE ÁGUA[1]



% MULHERES NA FORÇA DE TRABALHO



INVESTIMENTOS RESP. SOCIAL (R$ MILHÕES) E % DO LIMITE DE RECURSO INCENTIVADO



Nota:
[1] A Usina Termelétrica Pampa Sul não operou no 2T22 por manutenções preditivas, o que impactou atipicamente os indicadores de emissões e água.



Usina Hidrelétrica Salto Santiago

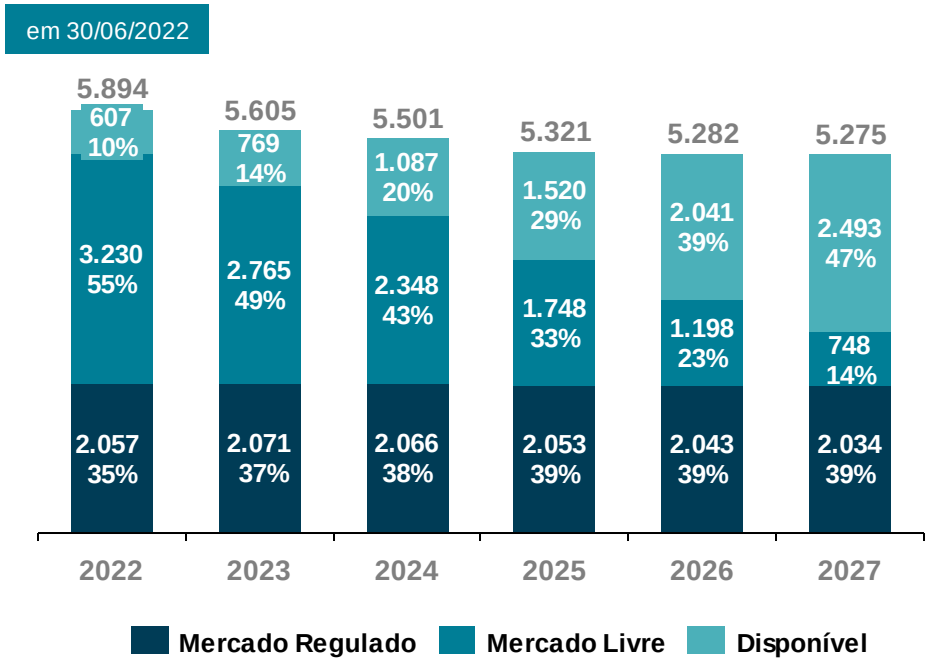
02

Comercialização de Energia

Estratégia de Comercialização de Energia

Diversificação do portfólio e venda gradativa de disponibilidade futura de energia, com preservação de reserva para proteção contra risco hidrológico

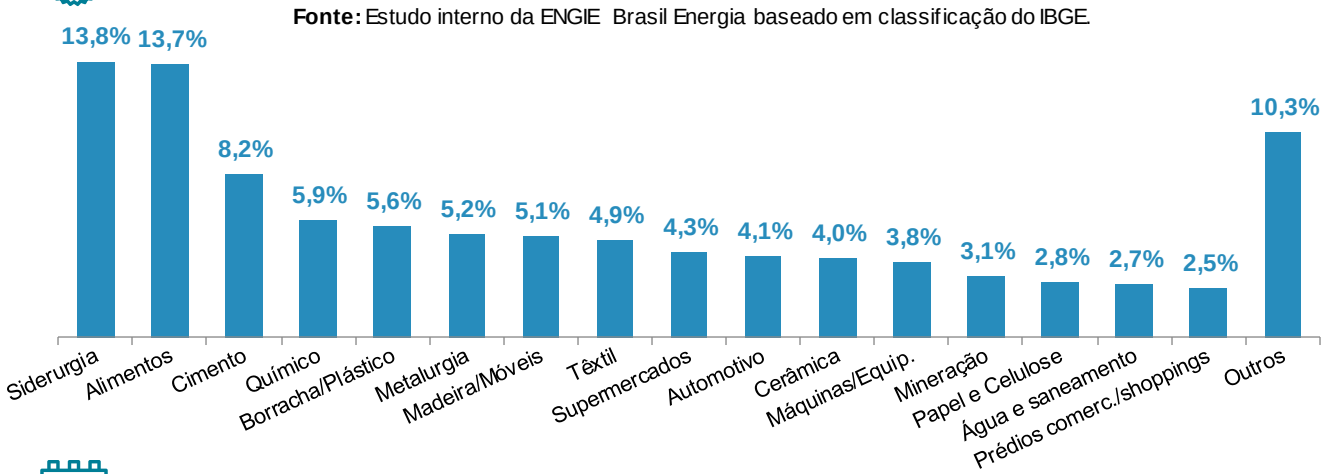
BALANÇO DE ENERGIA (% DO TOTAL; em MWm)



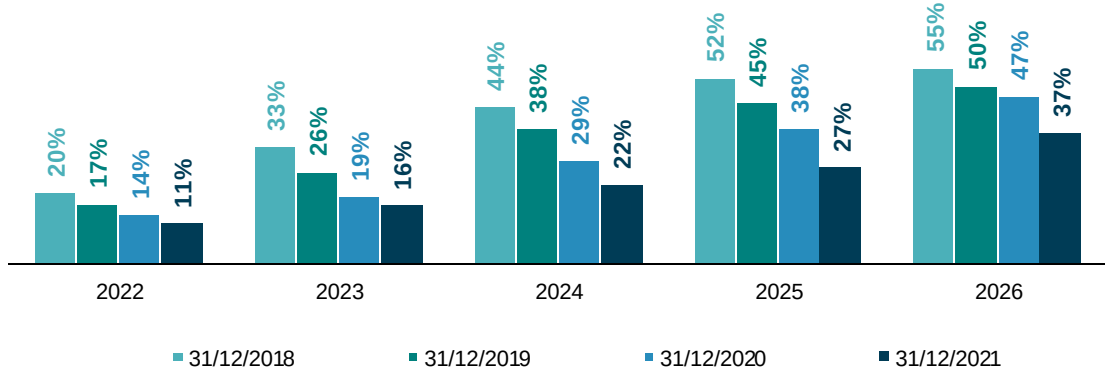
BREAKDOWN DA ENERGIA CONTRATADA POR MERCADO | 2022



VOLUME DE VENDAS PARA CLIENTES LIVRES EM 2022: 2.358 MWm

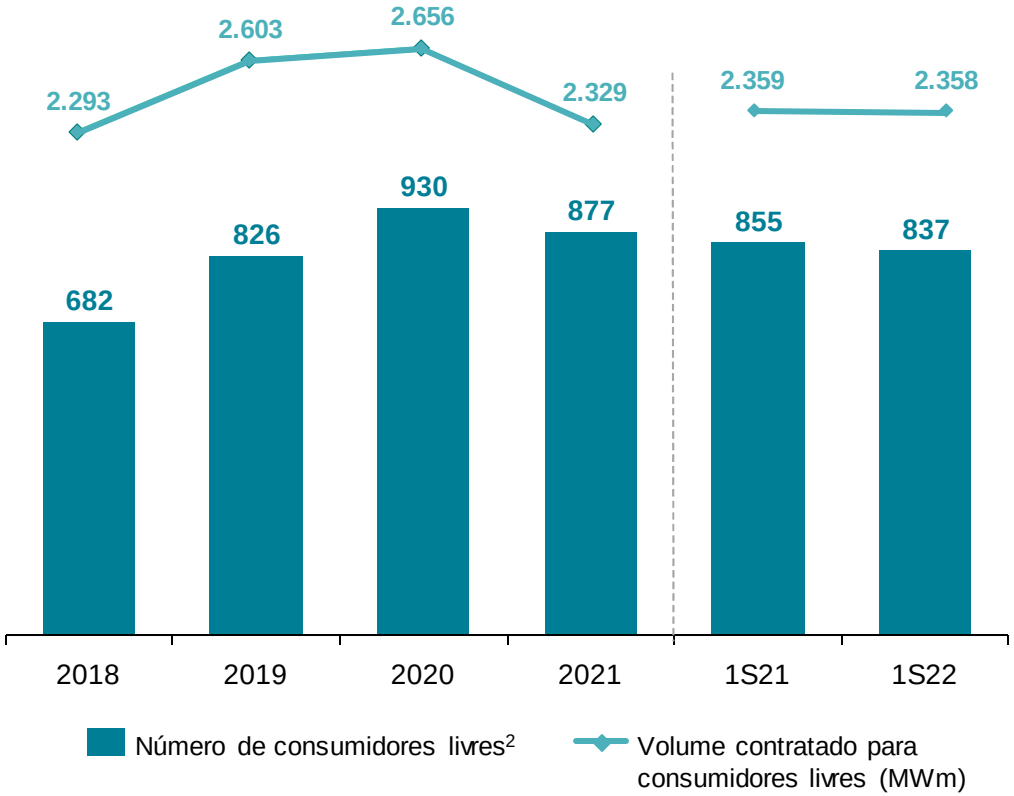


ENERGIA DESCONTRATADA EM RELAÇÃO À DISPONIBILIDADE DE UM DADO ANO



Estratégia de Comercialização de Energia

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES LIVRES[1]



2.303 (-2,5% em rel. 2T21)
Unidades Consumidoras atendidas no 2T22[3]

9,5% (-1,4 p.p. em rel. 2T21)
Market share do ACL no 2T22 (em relação ao total de energia livre)

39%
Participação de Clientes Livres no total da receita operacional líquida no 2T22

43%
Participação de Clientes Livres no total das vendas físicas no 2T22

181 mil tCO2
RCEs vendidas em 6M22
(Redução Certificada de Emissões)

1 mil GWh
CERs comercializados em 6M22
(Certificados de Energia Renovável)

Notas:
[1] Desconsiderando operações de *trading*.
[2] A partir de 1T22, o número de consumidores livres considera o total de empresas atendidas, tendo sido ajustada toda a séria histórica.
[3] Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.



Usina Hidrelétrica Jaguara

03

Expansão

Projeto Eólico em Implantação

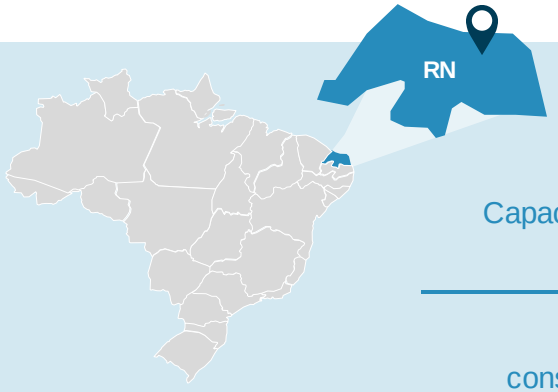
Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I)

Avanço físico global de 19,5%
Projeto eólico viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- Concluída a concretagem das bases dos 70 aerogeradores (100%);
- Construção da Subestação Coletora acumula 63% de avanço físico;
- Início da concretagem das fundações da linha de transmissão.



Construção da subestação



Lajes e Pedro Avelino (RN) - Fase I

Capacidade Instalada: **434 MW**	Capacidade Comercial (bruta): **218 MWm**	Investimento (R$ mm)[1]: **~R$ 2.300**
Início da construção: **2021**	Início da operação: **4T22**	Nº de aerogeradores: **70 (6,2 MW cada)**

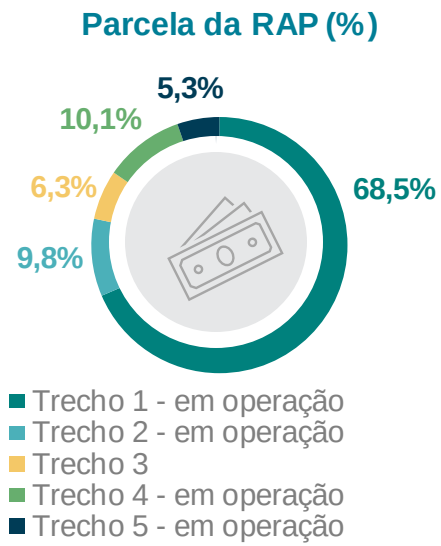
Nota:
[1] Valor base dezembro de 2020.

Projeto de Transmissão em Construção

Sistema de Transmissão Gralha Azul

94% da RAP efetivada no 2T22

- Obra totalmente concluída ao final do 2T22;
- 9 linhas de transmissão e 4 seccionamentos já estão energizadas;
- Último trecho a ser conectado será Irati-Ponta Grossa e um seccionamento, de responsabilidade de outro agente do setor, com previsão de energização até mar/23.





Implantação da linha de transmissão



RAP contratada (R$ mm): **274,6**[1]	**15 linhas** com cerca de **1.000 km** e cinco subestações	Tensão da linha: **525 kV** (cerca de 526 Km) **230 kV** (cerca de 474 Km)
Investimento Estimado[2]: **~R$ 1,8 bilhão**	Prazo limite para início da operação: **mar/2023**	Prazo de concessão: **30 anos**
Capacidade da subestação:	1 subestação de 525 para 230 kV: **2.016 MVA**	4 subestações de 230 para 138 kV: **1.350 MVA**

Notas:
[1] Valor base agosto de 2021.
[2] Valor base dezembro de 2021.

Projeto de Transmissão em Construção

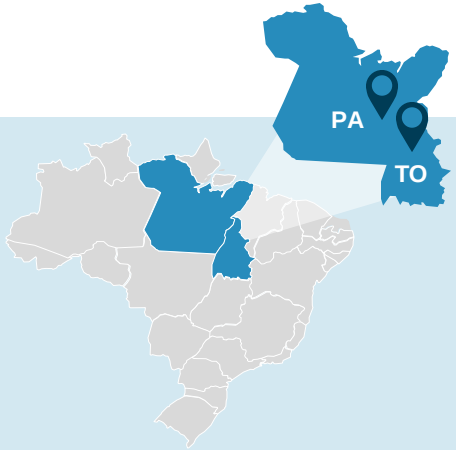
Novo Estado Transmissora de Energia

Progresso geral da obra atingiu 93,4%, ao final do 2T22

- Linhas Serra Pelada – Miracema C1 e C2 entraram em operação em abril e maio de 2022, **efetivando cerca de 49% da RAP** total no 2T22.
- Previsão de entrada em operação da linha Xingu – Serra Pelada permanece para o 4T22, atingindo assim a totalidade da RAP do projeto.



Lançamento de cabos



RAP contratada (R$ mm): **370,0[1]**

Cerca de **1.800 km** de linhas de transmissão **500kV**, cruzando 22 municípios

Capex estimado[2]: **R$ 3,2 bilhões**

Prazo limite para início da operação: **mar/2023**

Prazo de concessão: **30 anos**

Subestações: 1 nova subestação de **500 Kv**

Expansão de **3 subestações** existentes

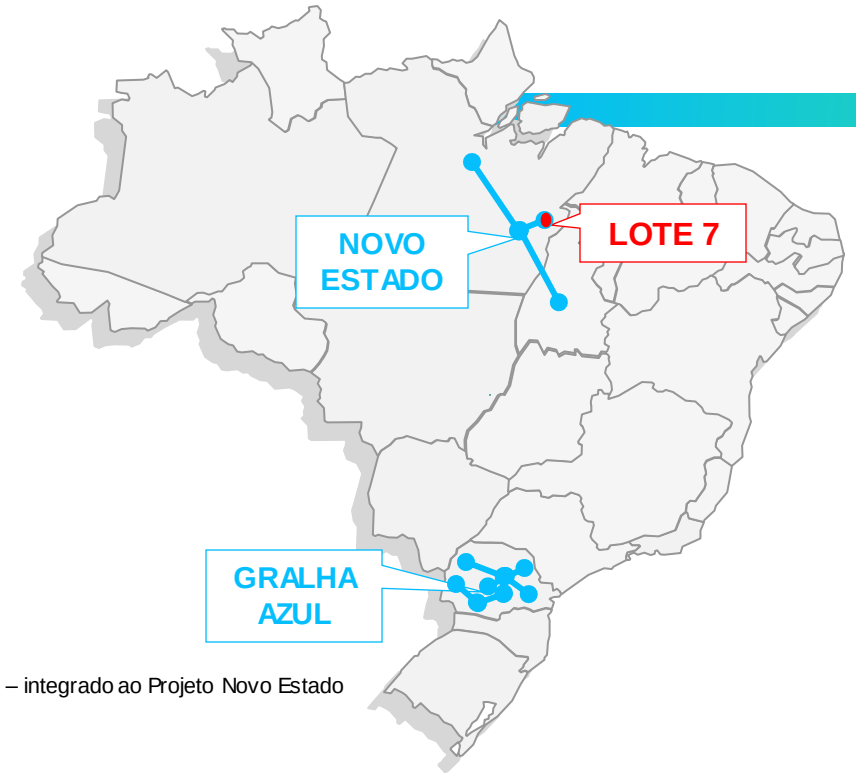
Notas:
[1] Valor base agosto de 2021.
[2] Valor base dezembro de 2021, desconsiderando custo de aquisição.

Projeto de Transmissão em Implantação

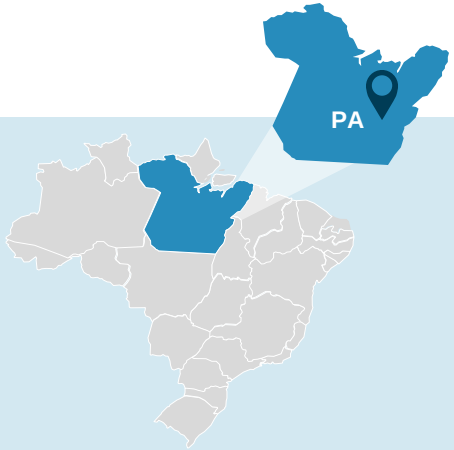
Lote 7 – Leilão de Transmissão Aneel 01/2022

Empreendimento complementar ao Projeto Novo Estado, gerando sinergias.

- Expectativa de redução no investimento total de aproximadamente 30%, com antecipação de ao menos 24 meses na operação comercial em relação ao prazo previsto pela Aneel, sujeitas a atualizações.



Localização Lote 7 – integrado ao Projeto Novo Estado



RAP contratada[1]: **R$ 6,5 milhões**

Capex Aneel[1]: **R$ 110 milhões**

Prazo limite para início da operação: **mar/2026**

Prazo de concessão: **30 anos**

Características: Ampliação da Subestação Itacaiúnas, com implantação de dois transformadores 230/138kV e novo pátio de 138 kV.

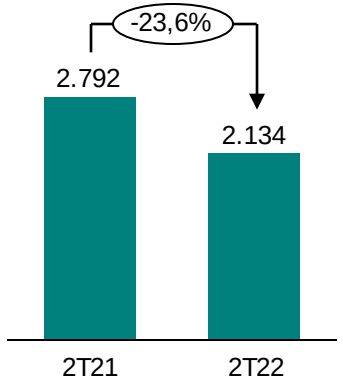
Nota:
[1] Valor base junho de 2022.

Expansão

UHE Jirau | atualização

MWm	MW		
2.212	3.750	50	75
GARANTIA FÍSICA	CAPACIDADE INSTALADA	UNIDADES GERADORAS	MW CADA UG

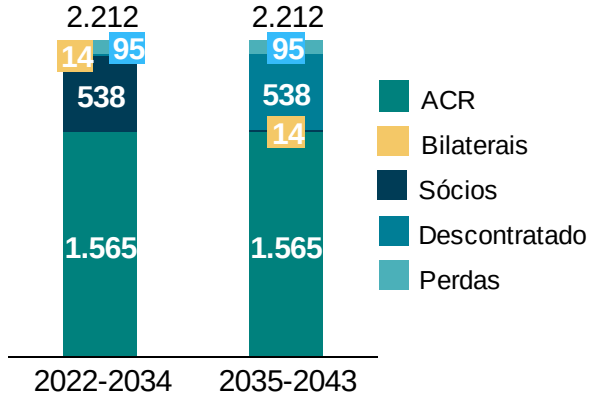
PRODUÇÃO (MW MÉDIO)[1]



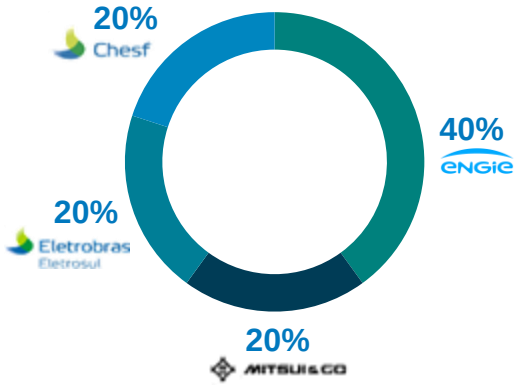
Fator de disponibilidade (FID) no 2T22:

99,1%[1]

PORTFÓLIO DE CONTRATOS (MW MÉDIOS)



ESTRUTURA ACIONÁRIA



Nota:
[1] Sujeitos à contabilização final da CCEE.

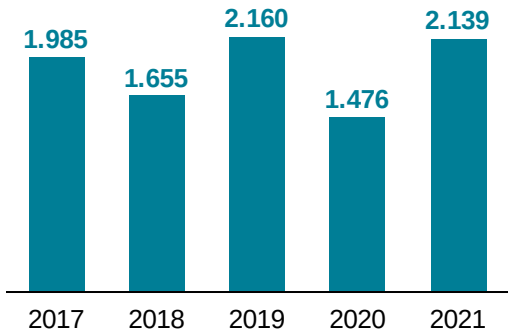
Projetos em Desenvolvimento

Atualmente, a Companhia tem em seu portfólio diversos projetos em desenvolvimento.



Conjunto Fotovoltaico Assú – RN	Capacidade Instalada:	~870 MW
Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN	Capacidade Instalada:	279 MW
Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN	Capacidade Instalada:	~509 MW
Conjunto Eólico Serra do Assuruá - BA	Capacidade Instalada:	~880 MW
Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA	Capacidade Instalada:	250 MW
Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA	Capacidade Instalada:	250 MW
Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – BA	Capacidade Instalada:	~400 MW
Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA	Capacidade Instalada:	~90 MW

Evolução do *pipeline* de projetos em desenvolvimento[1] (MW)



Nota:
[1] Base em 31/12 de cada ano.

~1.659 MW + ~1.869 MW = ~3.528 MW



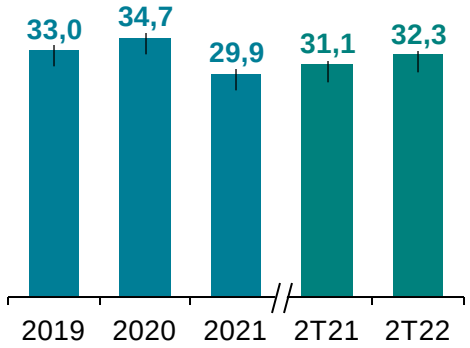
04

Desempenho Financeiro

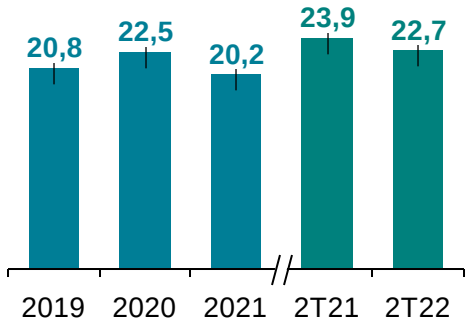
Sólida Performance Financeira

Geração de valor ao acionista: disciplina financeira e alocação de capital eficiente.

ROE[1] - RETORNO SOBRE O PATRIMÔNIO LÍQUIDO AJUSTADO (%)



ROIC[2] - RETORNO SOBRE O CAPITAL INVESTIDO AJUSTADO (%)



Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.
[1] ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido. ROE ajustado desconsidera não recorrentes.
[2] ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL). ROIC ajustado desconsidera não recorrentes.
[3] Valores nominais.
[4] Líquido de *impairment*.

De 2016 – 2021[3]:

Investimentos somaram: **~R$ 22,5 bilhões**, com alavancagem de **82%**

Capacidade instalada própria:

- Total: **+17%**
- Renovável: **+34%**

Aquisição de participação de **32,5%** na TAG

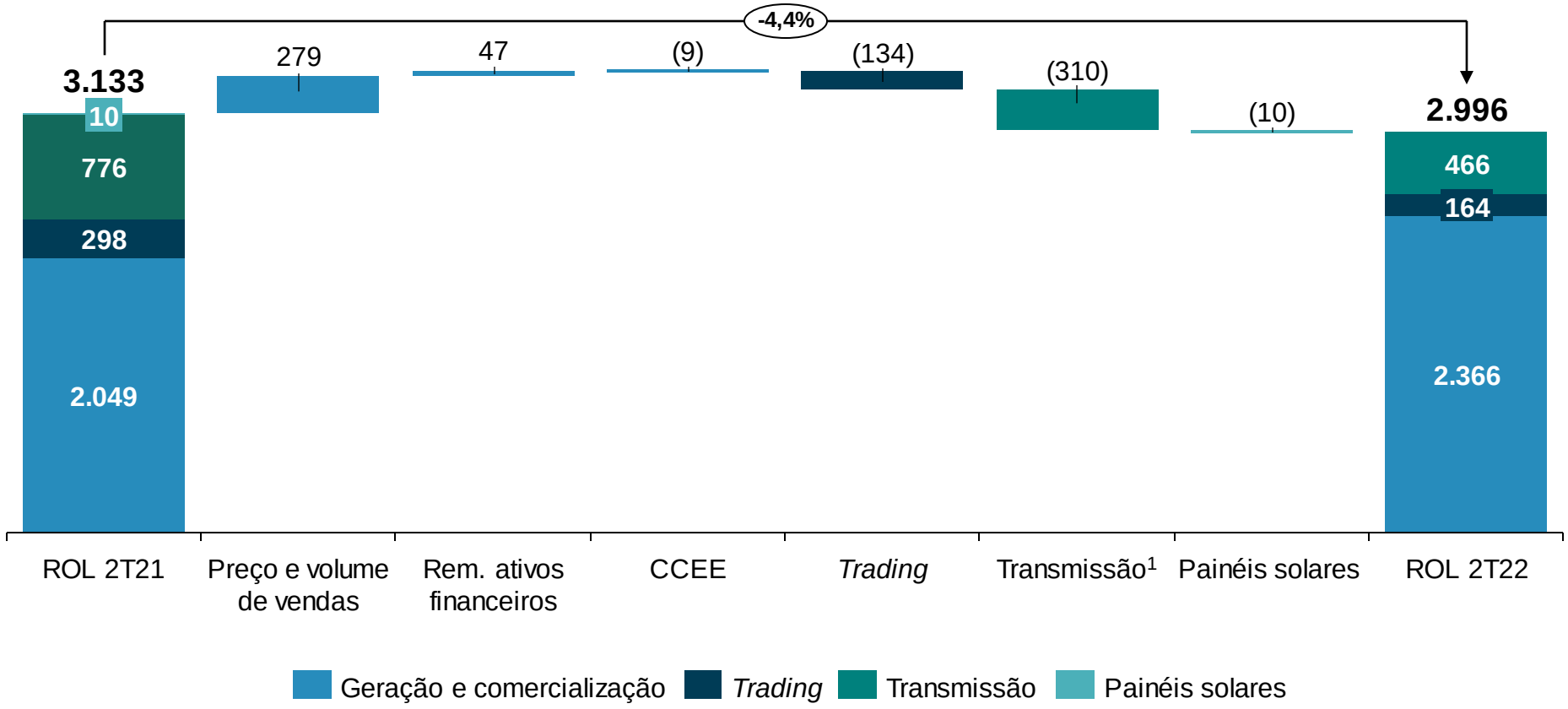
Entrada em transmissão: ~**2.800 km** em fase final de construção

Ebitda ajustado[4]: **+113%** Lucro líquido[4]: **+34%**

Dividendos e JCP distribuídos: **R$ 11,1 bilhões**

Evolução da Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R$ MILHÕES)



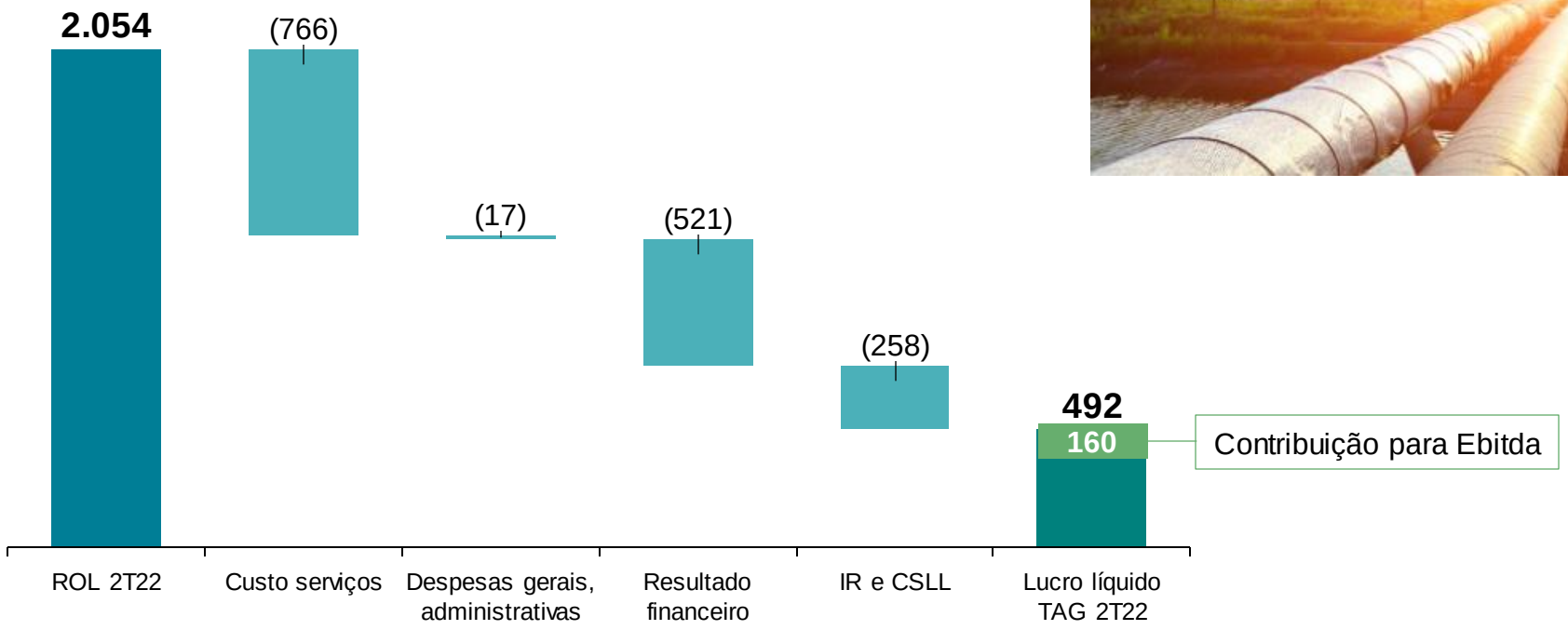
Nota:
[1] Redução de Capex na comparação entre os trimestres.

Resultado de Participações Societárias

Contribuição do Resultado da Transportadora Associada de Gás (TAG) ao Ebitda da Companhia

Participação de 32,5% na TAG resultou em contribuição de R$ 160 milhões no Ebitda da Companhia no 2T22, via equivalência patrimonial.

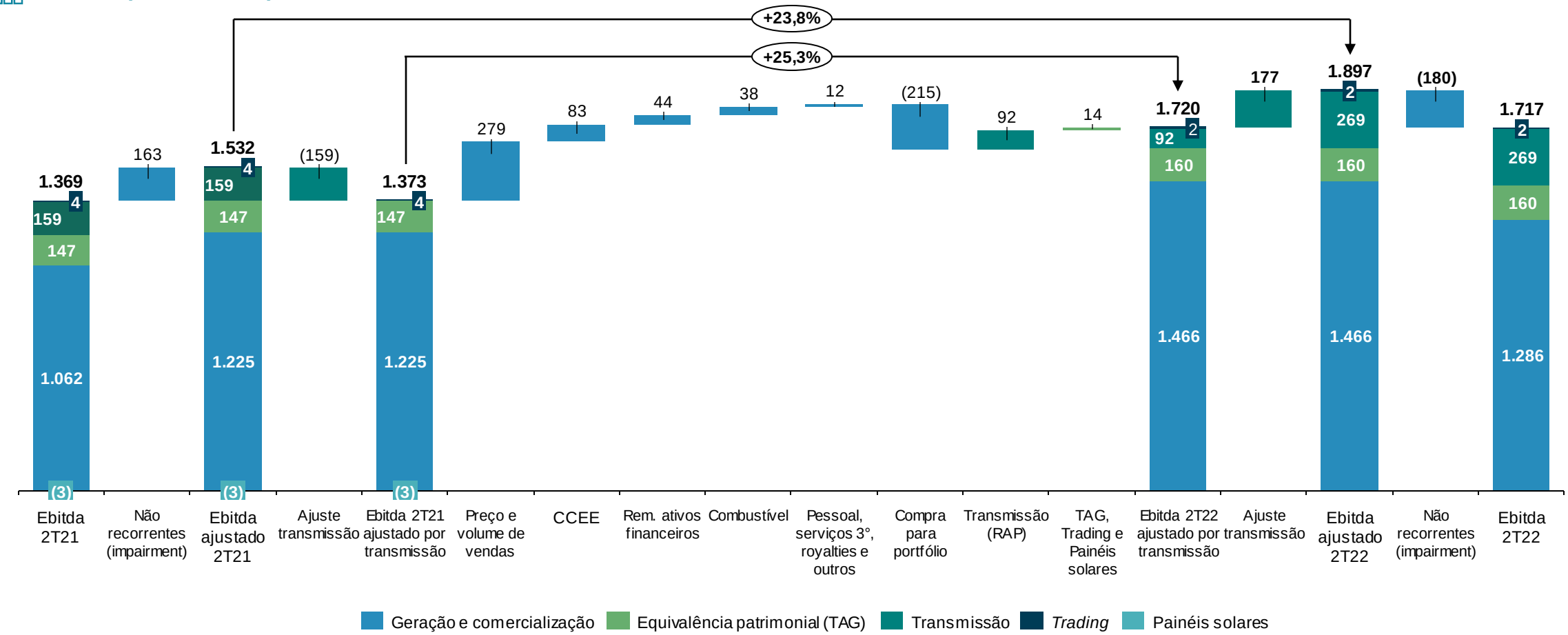
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO TAG (R$ MILHÕES)





Evolução do Ebitda

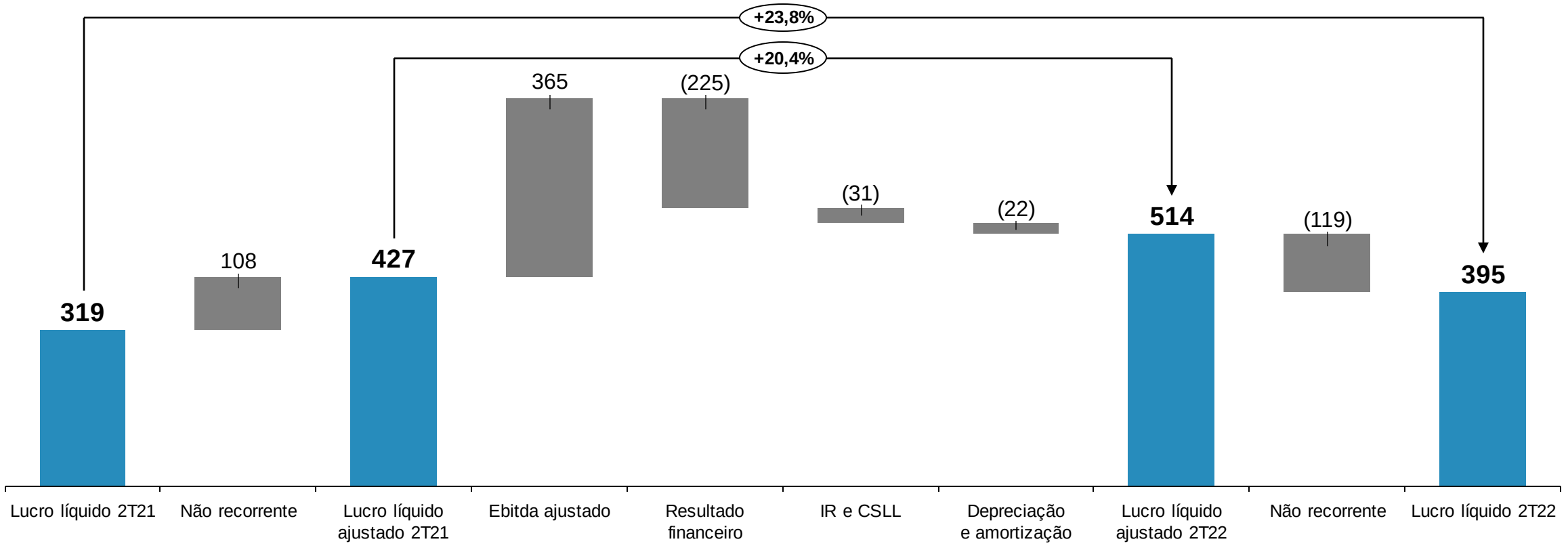
EBITDA (R$ MILHÕES)



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

Evolução do Lucro Líquido

LUCRO LÍQUIDO (R$ MILHÕES)

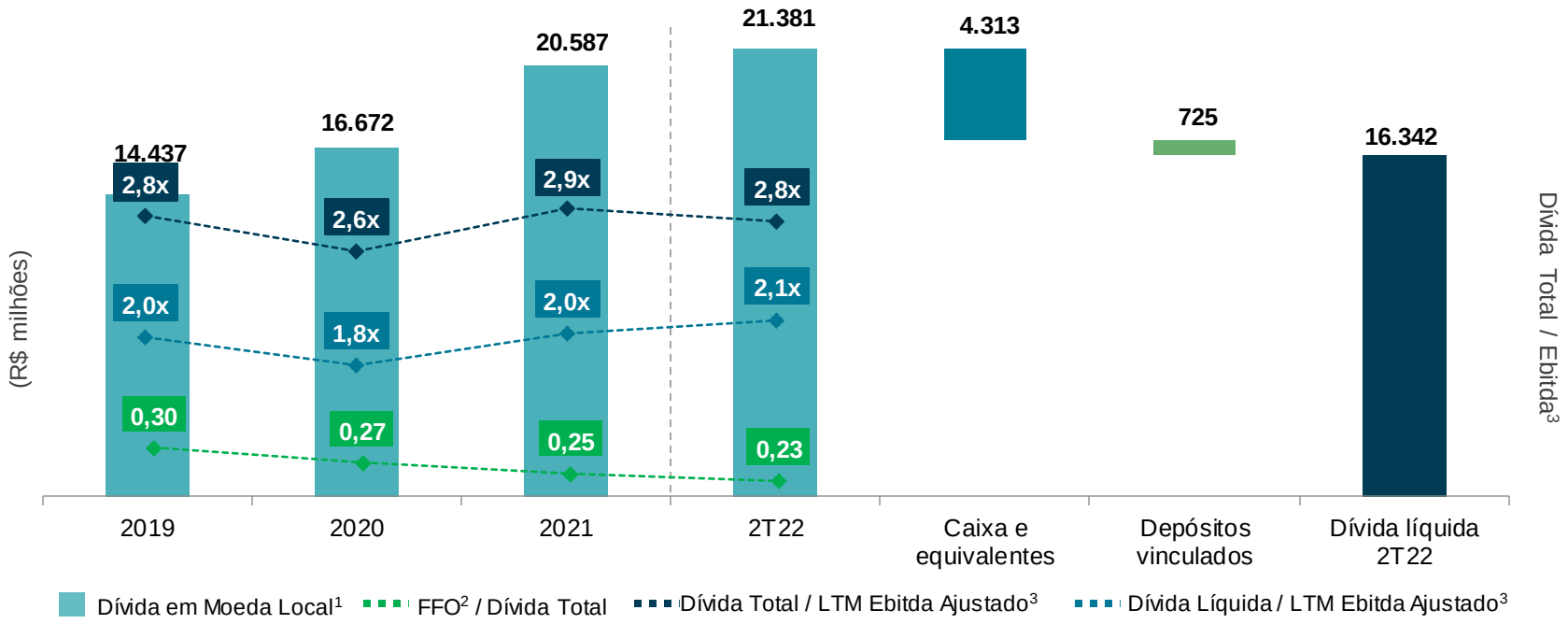


Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial

Controle da dívida, gestão ativa dos custos do endividamento e decisões de investimentos acertadas garantem níveis baixos da relação Dívida Líquida/Ebitda.

OVERVIEW DA DÍVIDA (R$ MILHÕES)




Conjunto Eólico Umburanas

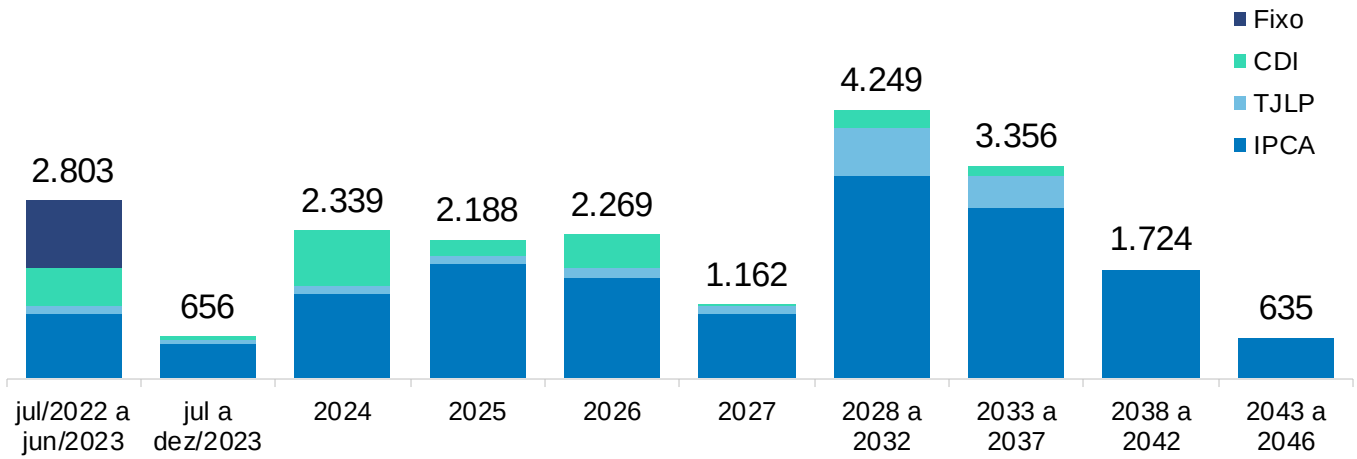
Notas:
[1] Dívida bruta, líquida de operações de *hedge*.
[2] *Funds from Operations*, desconsiderando o impacto das linhas de transmissão (Ativo de Contrato).
[3] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Perfil e Composição da Dívida

Custo competitivo e indexadores defensivos

Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento.

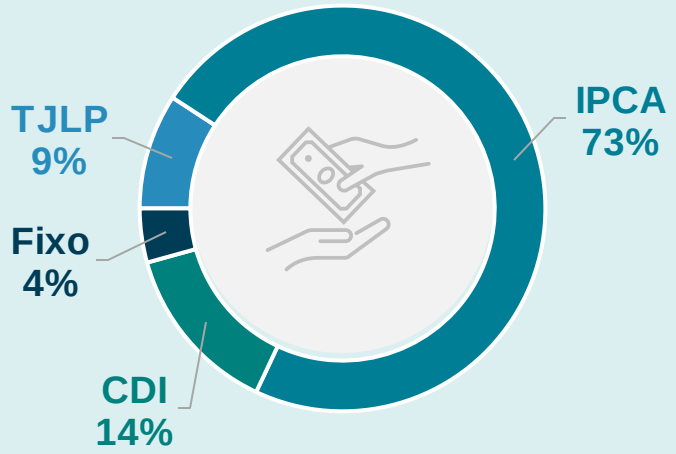
CRONOGRAMA DE VENCIMENTO DA DÍVIDA (R$ MILHÕES)



Prazo médio da dívida: 7,4 anos

Indexação dos contratos de venda de energia mitiga a exposição da dívida ao IPCA.

COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO



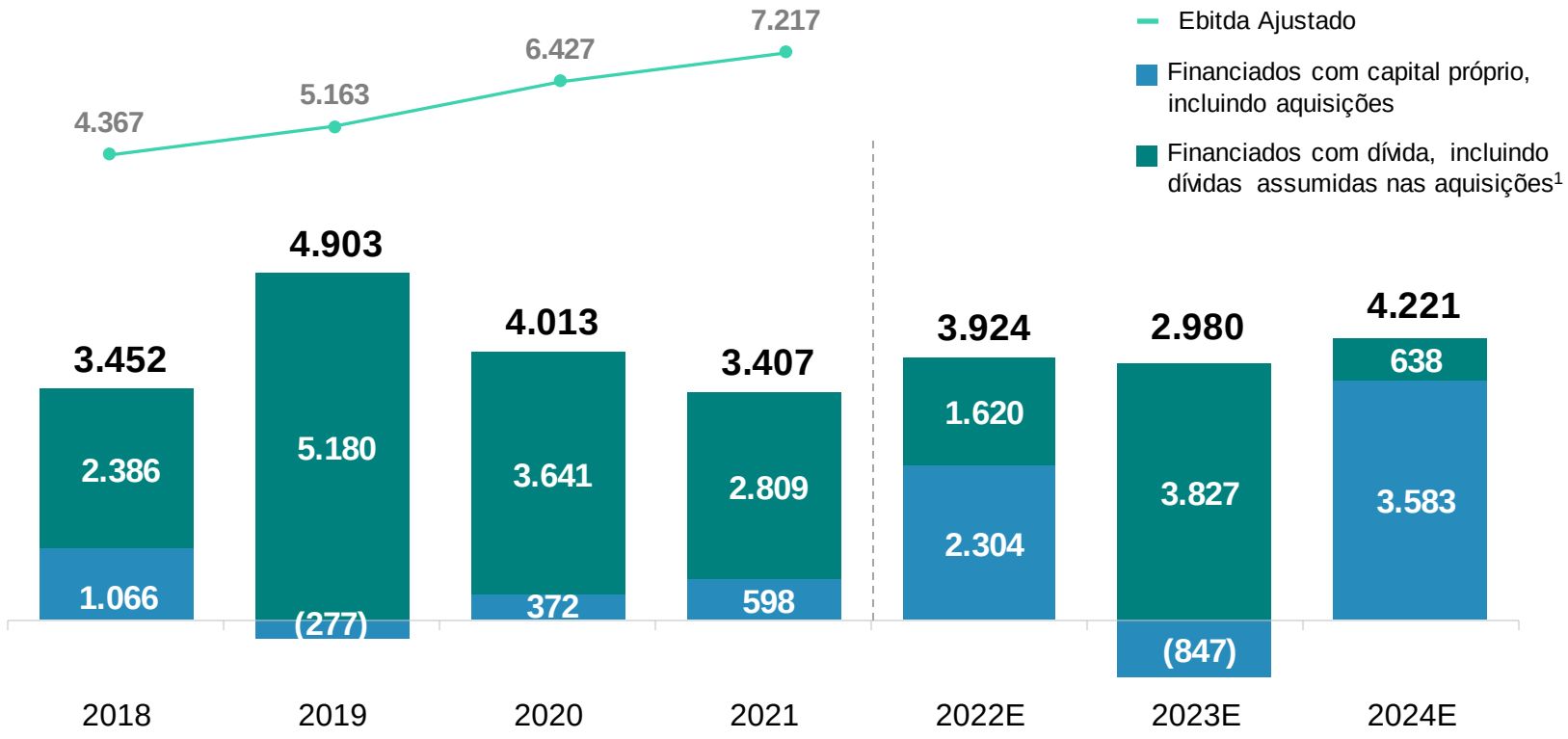
Custo nominal da dívida: 15,8% a.a.
(equivalente a IPCA + 3,5%)

(11,2% - equiv. a IPCA + 2,6% no 2T21)

Plano de Investimentos

O plano de expansão e investimentos em manutenção são suportados por uma sólida geração de caixa e prudente estratégia de *funding*.

INVESTIMENTOS REALIZADOS/ORÇADOS E RESPECTIVAS FONTES DE FINANCIAMENTO (R$ MILHÕES)





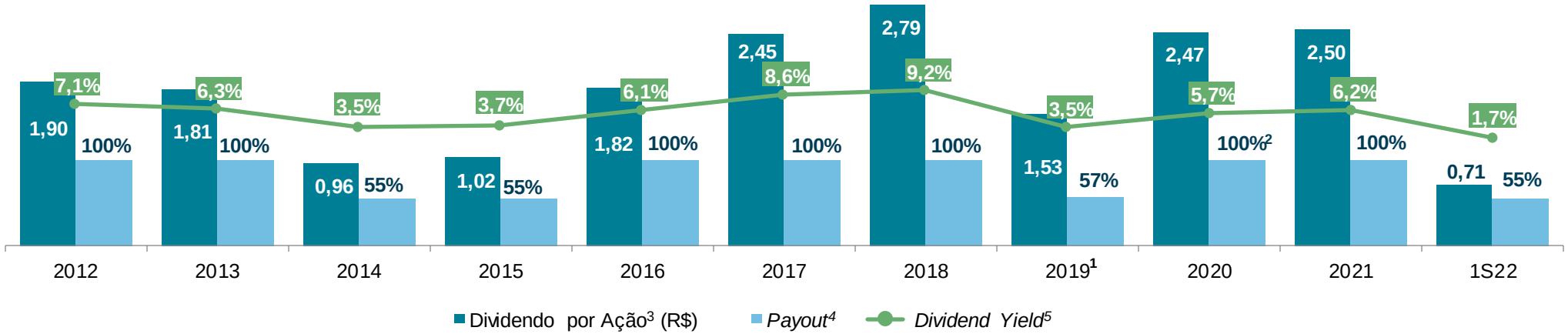
Subestação Ponta Grossa

Nota:
[1] Não considera juros incorridos sobre a construção.

Política de Dividendos

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

DIVIDENDOS (CALCULADOS SOBRE O LUCRO LÍQUIDO DISTRIBUÍVEL)



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



Conjunto Fotovoltaico Assú V

05

Material de Apoio

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

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

Notas:

[1] Ebitda representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.

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

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

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

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

[6] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge.*

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

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

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

Portfólio Balanceado de Ativos

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
1	Salto Santiago	1.420,0	733,3
2	Itá	1.126,9[1]	564,7[1]
3	Salto Osório	1.078,0	502,6
4	Cana Brava	450,0	260,8
5	Estreito	435,6[1]	256,9[1]
6	Jaguara	424,0	341,0
7	Miranda	408,0	198,2
8	Machadinho	403,9[1]	165,3[1]
9	São Salvador	243,2	148,2
10	Passo Fundo	226,0	113,1
11	Ponte de Pedra	176,1	133,6
	Total	**6.391,7**	**3.417,7**

	Usinas Termelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
12	Pampa Sul	345,0	323,5
	Total	**345,0**	**323,5**

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
13	Conjunto Campo Largo II (Eólica)[2]	361,2	192,5
14	Conjunto Umburanas (Eólica)[3]	360,0	213,3
15	Conjunto Campo Largo I (Eólica)[2]	326,7	166,5
16	Conjunto Trairi (Eólica)[4]	212,6	97,2
17	Paracatu (Solar)[5]	132,0	34,0
18	Floresta (Solar)[6]	86,0	25,1
19	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6
20	Assú V (Solar)	34,0	9,2
21	Lages (Biomassa)	28,0	1,8
22	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
23	José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9
24	Ibitiúva (Biomassa)	22,9[1]	13,6[1]
25	Nova Aurora (Solar)	3,0	0,3
26	Tubarão (Eólica)[7]	6,3	0,3
	Total	**1.704,2**	**815,3**



Capacidade instalada de geração de energia de **8.441 MW (4.556 MWm)**, **+434 MW** de energia eólica e **~2.800 Km** de linhas de transmissão em implantação.

4.500 Km de gasodutos em operação.

Expansão

	Geração	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
27	Jirau (Hidro)[8]	1.500,0	884,6
28	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	218,0
	Total	**1.934,0**	**1.102,6**

	Gasodutos	Tamanho	Estações de compressão
29	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500 Km	11

	Transmissão	Tamanho	Subestações
30	Gralha Azul	~ 1.000 km	5
31	Novo Estado	~ 1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
32	Lote 7 (Pará)	~1 km	Ampliação de 1 existente
	Total	**~ 2.800 km**	

Notas:

[1] Parte da ENGIE Brasil Energia.
[2] Conjuntos compostos por 11 centrais eólicas.
[3] Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
[4] Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
[5] Composto por 4 centrais fotovoltaicas.
[6] Composto por 3 centrais fotovoltaicas.
[7] Composto por 2 usinas.
[8] A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada oportunamente.

Transportadora Associada de Gás – TAG

Detalhamento dos contratos e perfil de endividamento

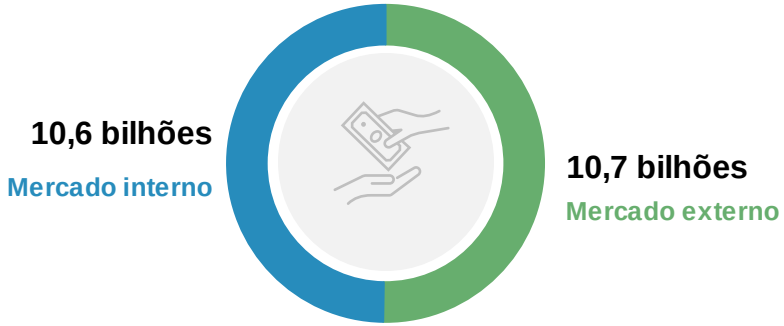
Totalmente contratada no ambiente regulado, por um prazo médio ponderado de aproximadamente 9 anos. Estrutura de financiamento com custo competitivo e protegido da variação cambial – *Rating* Local AAA pela Fitch Ratings e Moody's.

DETALHAMENTO DOS CONTRATOS LEGADOS COM A PETROBRAS

Contrato/ Trecho	Extensão (km)	Maturidade do Contrato[1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida[2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	40,0%	46% Cesta IGP[4]; 54% US PPI
Malha NE	2.000	dez-2025	21,6	23,8%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-2031	15,0	6,5%	IGP-M
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-2030	6,7	29,4%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda Vitória[3]	100	dez-2022	0,7	0,3%	IGP-M
Total	**~4.500**		**74,3**	**100,0%**	

Notas:
[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
[3] Início faturamento em 01/01/2022.
[4] 1/3 IGP-M; 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

COMPOSIÇÃO DA DÍVIDA – TAG (em 30/06/2022)



Mercado interno: ~CDI + 1,80% a.a., com amortizações semestrais e vencimento em junho/2026.

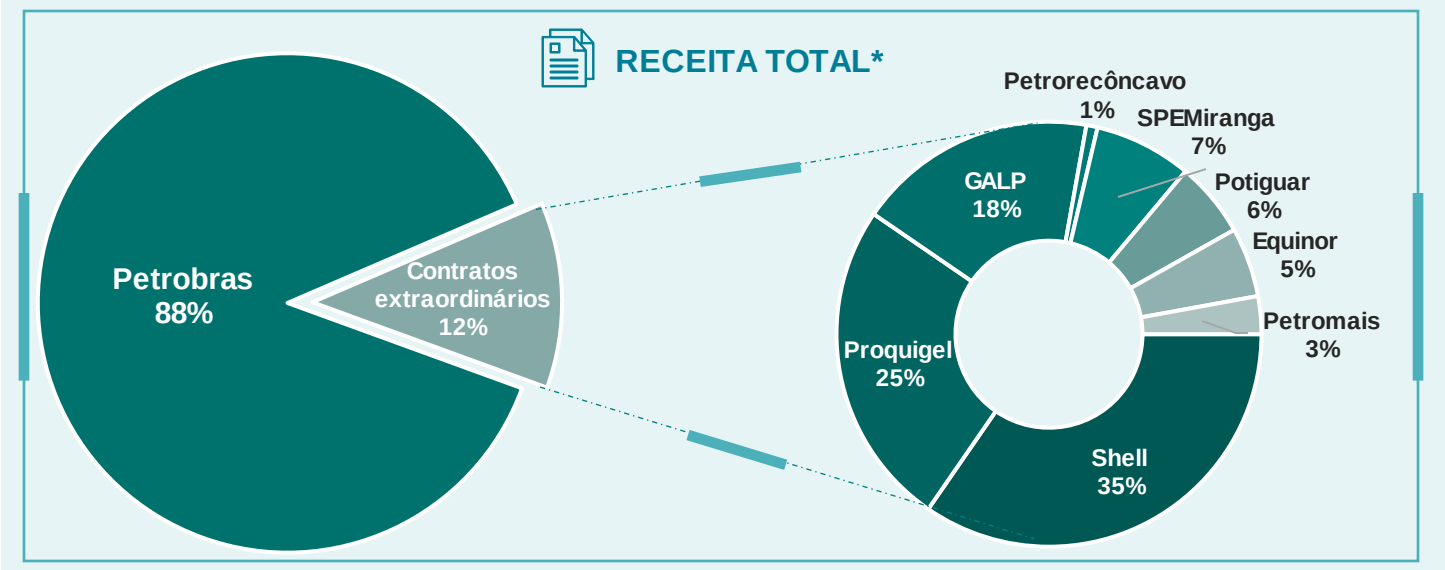
Mercado externo[2]: Libor[3] + *spread* inicial entre 2,3% e 3,6%, com amortizações semestrais e vencimento em junho/2027.

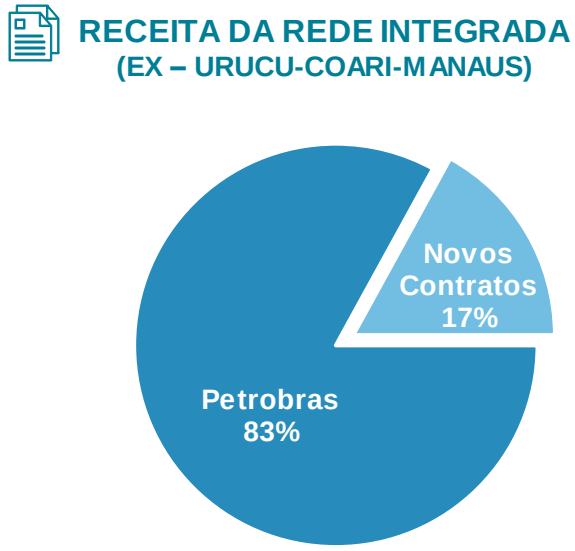
Notas:
[1] Os valores apresentados não consideram os *swaps* da dívida.
[2] A parcela da dívida em moeda estrangeira foi convertida pelo Ptax de 30/06/22 de R$ 5,2380 e está atrelada ao faturamento em dólar americano de parte do contrato Gasene, havendo assim uma simetria natural entre a receita e o serviço da dívida em dólar.
[3] 100% do fluxo de juros indexado à Libor está travada por meio de operações de swap (Libor x taxa fixa).

Transportadora Associada de Gás – TAG

Protagonismo na abertura do mercado de gás: acesso de importantes *players* à rede de transporte

- Utilização do **POC – Plataforma de Oferta de Capacidade**, em conjunto com TBG e NTS – para negociação online de capacidade de transporte;
- **Mais de 50 contratos** extraordinários assinados ao longo do ano, com duração até dezembro de 2022;
- **11,7 milhões de m³** de capacidade de transporte contratados (aprox. 17% do volume contratado da malha integrada);
- **11** clientes além da Petrobras, de 8 grupos econômicos distintos;
- **Flexibilização do calendário** de novas ofertas de capacidade, com janelas semanais de ingresso e início da oferta de contratos interruptíveis;
- Assinatura de **contratos de compra e venda de molécula**, aquisição de gás de empacotamento e gás de uso do sistema, gerando maior dinamismo ao mercado.





* As receitas dos contratos extraordinários são abatidas do faturamento dos contratos legados com a Petrobras.

Balanço de Energia em 30/06/2022

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 17 anos no ACR e de 4 anos no ACL [1]

	(em MW médio)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.386	4.535	4.702	4.988	4.995	4.995				
+	Compras para Revenda	1.508	1.070	799	333	287	280				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.894**	**5.605**	**5.501**	**5.321**	**5.282**	**5.275**				
	Vendas Leilões do Governo[2]	2.057	2.071	2.066	2.053	2.043	2.034				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	274,9	246,9
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	302,4	271,7
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	314,9	283,0
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	284,3	255,4
	Proinfa	19	19	19	19	19	10	147,8	jun-04	463,2	446,3
	1º Leilão de Reserva	14	14	14	2	-	-	158,1	ago-08	344,3	331,7
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	9	8	-	-	-	-	331,9	319,7
	2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	278,7	250,4
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	312,4	301,0
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	211,6	192,1
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	265,3	240,8
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu)	54	68	68	68	68	68	296,7	nov-15	401,3	364,2
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	212,0	192,4
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	166,6	158,9
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	193,2	184,3
+	Vendas Bilaterais	3.230	2.765	2.348	1.748	1.198	748				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.287**	**4.836**	**4.414**	**3.801**	**3.241**	**2.782**				
	Saldo (A - B)	**607**	**769**	**1.087**	**1.520**	**2.041**	**2.493**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	217,8	229,4	225,8							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	191,6	181,2	161,7							

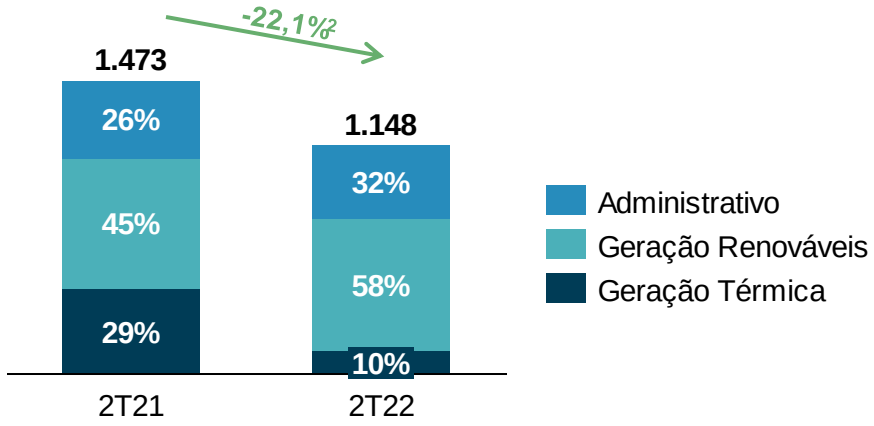
[2] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

[1] Prazo médio ponderado pela quantidade de energia vendida, incluindo operações de *trading*.
[3] 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.
[4] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[5] Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

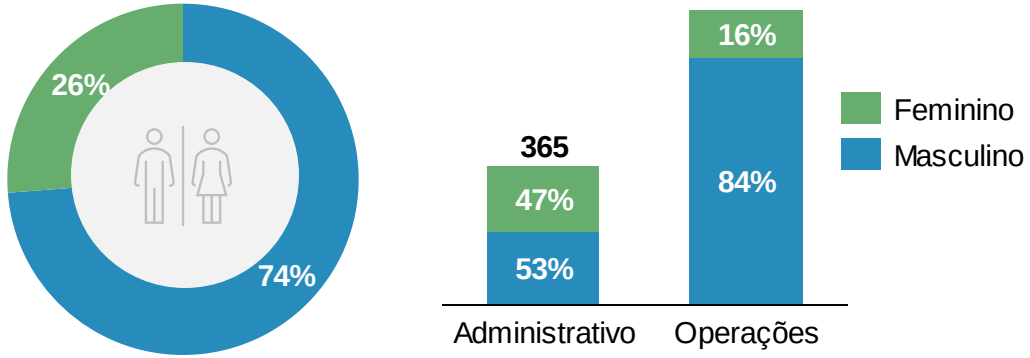
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Força de Trabalho[1]

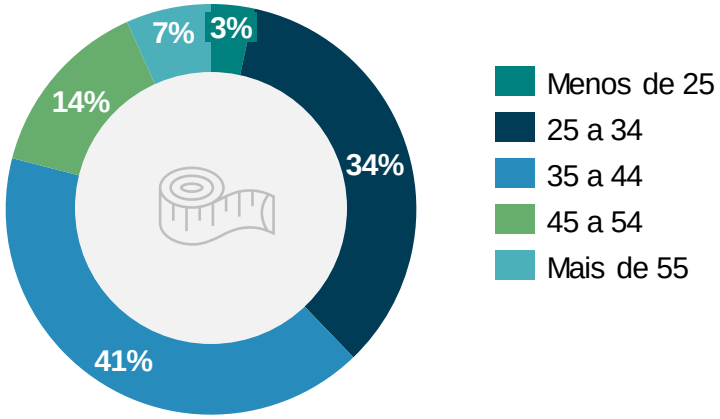
NÚMERO DE EMPREGADOS



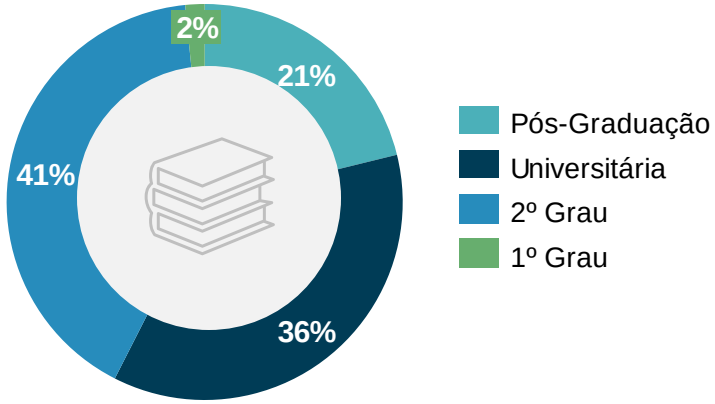
POR GÊNERO



POR FAIXA ETÁRIA



POR FORMAÇÃO



Notas:
[1] Não considera os empregados lotados em projetos em construção.
[2] Considerando a alienação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e ENGIE Geração Solar Distribuída.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

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

Notas:

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

[2] Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

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

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

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

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

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

[8] Valores em milhares de reais (R$).

Contatos

Eduardo Sattamini
Diretor Presidente e de Relações com Investidores

Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

Equipe de Relações com Investidores:

www.engie.com.br/investidores

Rafael Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
(48) 9 9911-0106

Adriana Wagner
Analista de Relações com Investidores
adriana.wagner@engie.com

Caio Miralles
Analista de Sustentabilidade
caio.miralles@engie.com

Ivani Angeli
Analista de Relações com Investidores
ivani.angeli@engie.com

Tatiana Wittmann
Analista de Relações com Investidores
tatiana.wittmann@engie.com