ENGIE Brasil Energia
Apresentação de Resultados

4T21 e 2021
14 de fevereiro 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 diferir 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.

1. Destaques

2. Comercialização de Energia

3. Expansão

4. Desempenho Financeiro

5. Material de Apoio



1

Destaques

Destaques

Drivers do resultado vs. 2020

R$ 1.591 milhões — Repactuação do risco hidrológico (+R$ 623 milhões)

Não recorrentes

- R$ 1.076 milhões — *Impairment* de UTE Pampa Sul e EGSD (+R$ 977 milhões)

- R$ 200 milhões — Resultado da alienação de CTJL

R$ 602 milhões — Contribuição da TAG ao Ebitda da Cia. (+R$ 115 milhões)

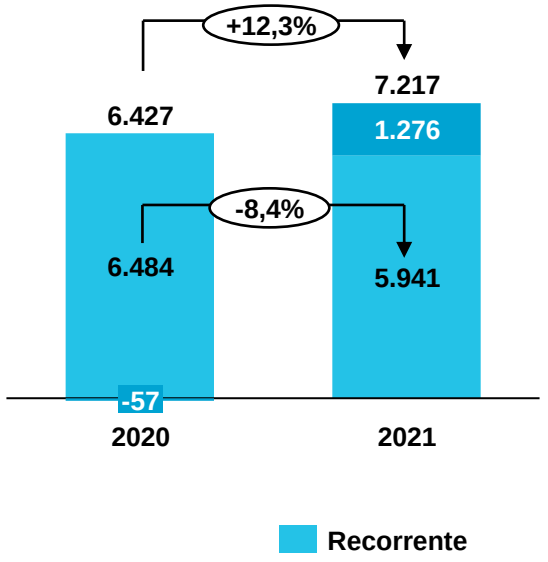
Transações de curto prazo

- R$ 35 milhões — Gestão do portfólio atenuou os impactos da crise hídrica, causa de maior déficit de geração e consequente alta do PLD. (-R$ 276 milhões)

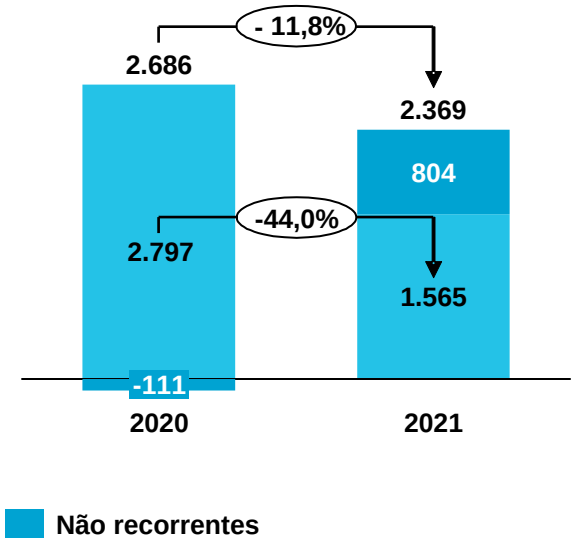
Resultado financeiro líquido

- R$ 3.079 milhões — Queda de 63,6% (R$ 1.197 milhões):
- R$ 864 milhões: atualização monetária
- R$ 335 milhões: juros

Ebitda Ajustado[1]
(R$ milhões)

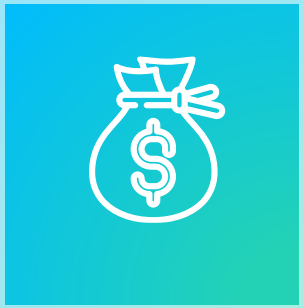


Lucro Líquido Ajustado
(R$ milhões)



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

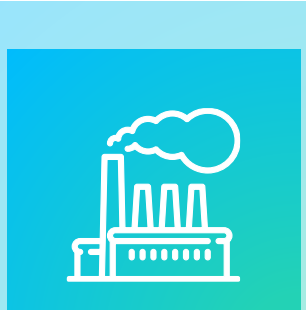
Destaques



Distribuição de Resultados 2021:

- Dividendos complementares: **R$ 549,8 milhões** (R$ 0,6738/ação).
- Juros sob o capital próprio: **R$ 60 milhões** (R$ 0,0735/ação), aprovados em dezembro de 2021.
- Dividendos intercalares 1S21: **R$ 789,5 milhões** (R$ 0,9676/ação), pagos em novembro de 2021.
- Dividendos intermediários: **R$ 638,7 milhões** (R$ 0,7828/ação), com base em reserva de lucros retidos em 2020.

- **Total de proventos: R$ 2.038 milhões (R$ 2,4978/ação), equivalente a 100% do lucro líquido ajustado de 2021 e lucro retido em 2020, mantendo assim o nível de *dividend yield*.**



Atingido 95,8% do total de capacidade instalada renovável do parque gerador, com a conclusão da venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.



Iniciada a operação comercial do Sistema de Transmissão Novo Estado com a Subestação Serra Pelada, seus reatores e da linha Serra Pelada - Itacaiúnas, caracterizando o marco inicial de operação do projeto.

Destaques



O Conselho de Administração aprovou a **aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta**, que somam 259,8 MWp de capacidade instalada, pelo valor total de R$ 625 milhões, conforme relatório de recomendação de compra submetido pelo Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.



A Companhia obteve a certificação do seu **Sistema Integrado de Gestão (SIG)** pela Bureau Veritas, englobando os serviços de geração de energia em todas as usinas hidrelétricas, abrangendo as normas **NBR ISO 9001, NBR ISO 14001 e ISO 45001**.



A Companhia é uma das **três empresas brasileiras** a ser incluída no **ranking** das **100 Empresas Globais Mais Sustentáveis, da Revista Corporate Knights,** entre cerca de 6,9 mil empresas de capital aberto em todo mundo.

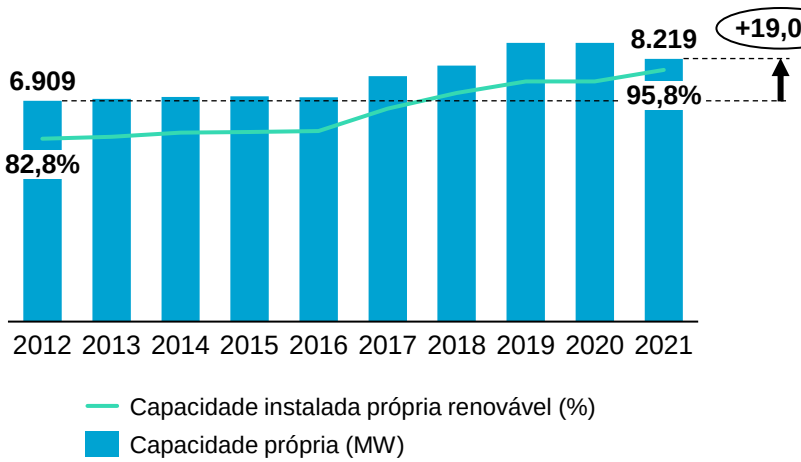


A ENGIE Brasil Energia foi certificada na **ISO 37001 – Sistema de Gestão Antissuborno**, pela Euro Compliance.

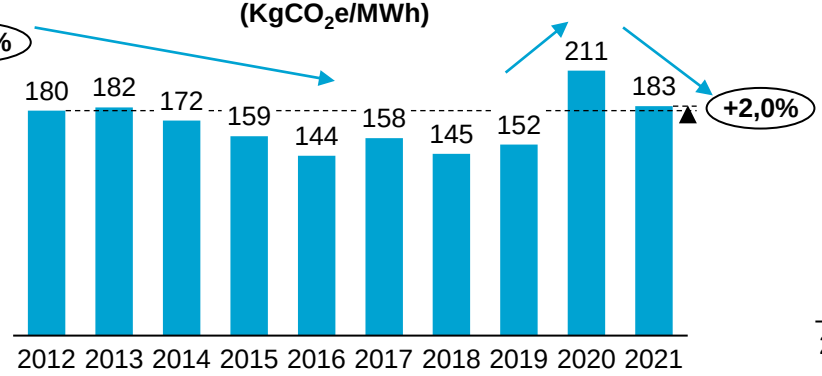
Destaques ESG 2021

A Companhia passa a destacar seus indicadores de sustentabilidade, demonstrando seu compromisso com ESG

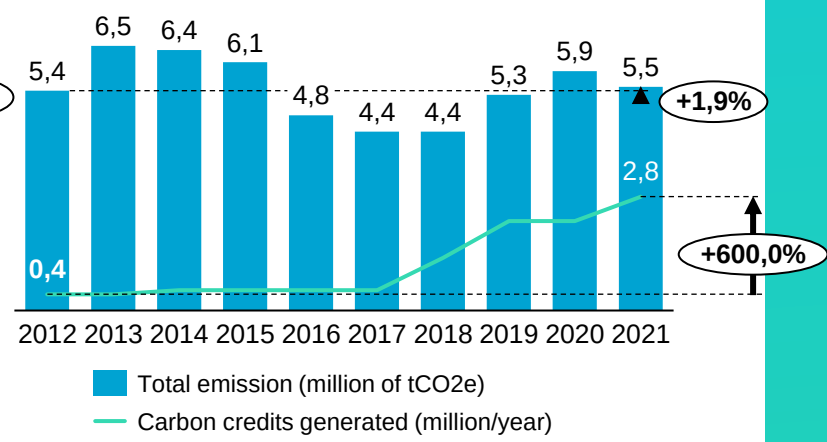
Capacidade instalada e % de renováveis



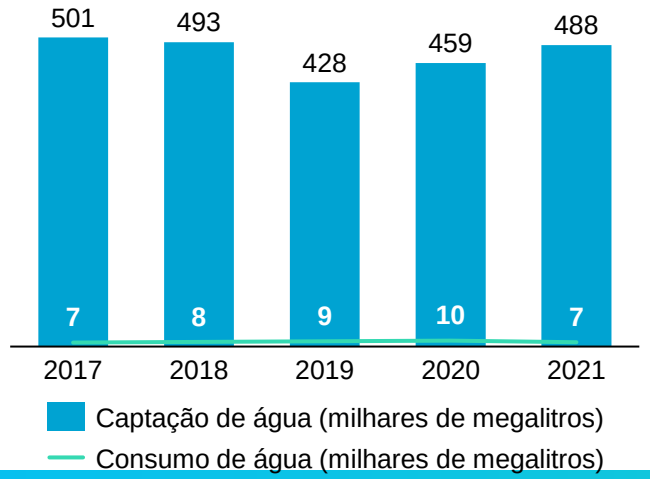
Intensidade de Emissões ($KgCO_2e/MWh$)



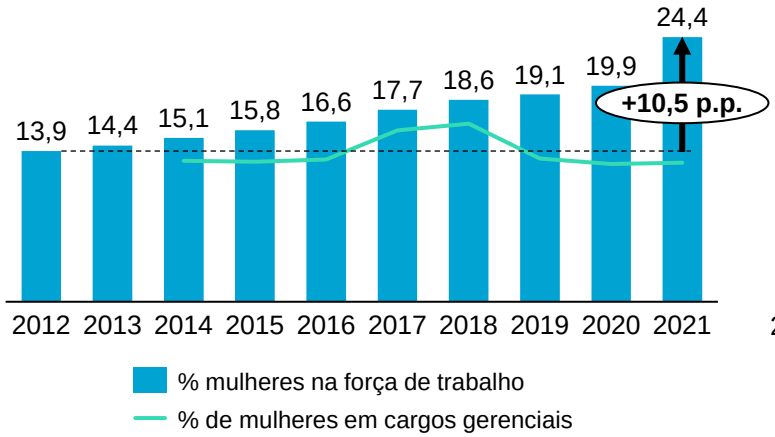
Emissões totais e créditos de carbono gerados



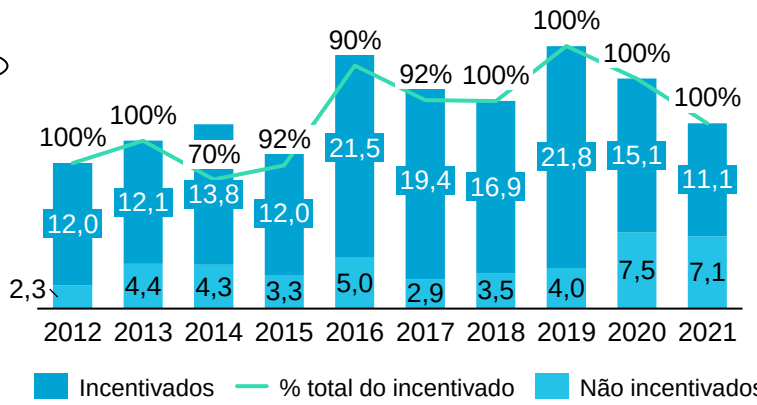
Captação e consumo de água



% mulheres na força de trabalho



Investimentos Resp. Social (R$ milhões) e % do limite de recurso incentivado



2

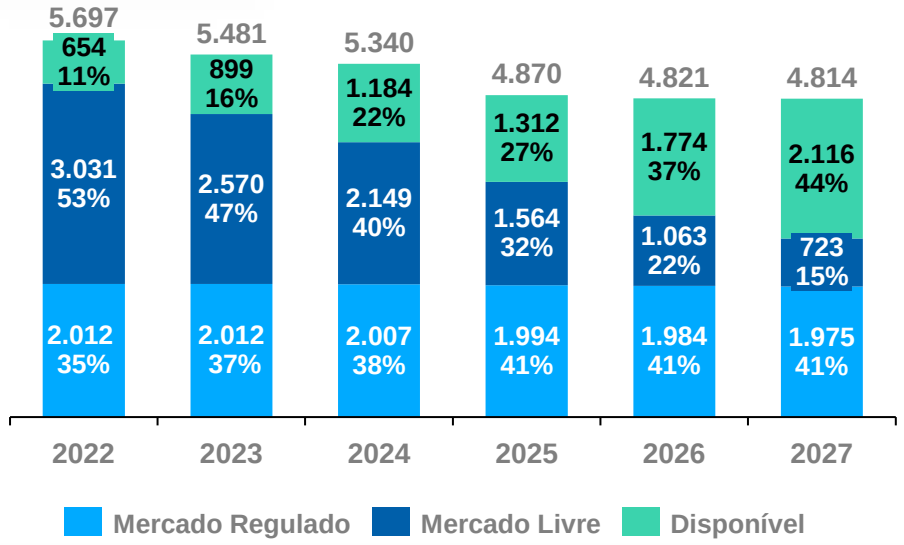
Comercialização de Energia

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)

em 31/12/2021

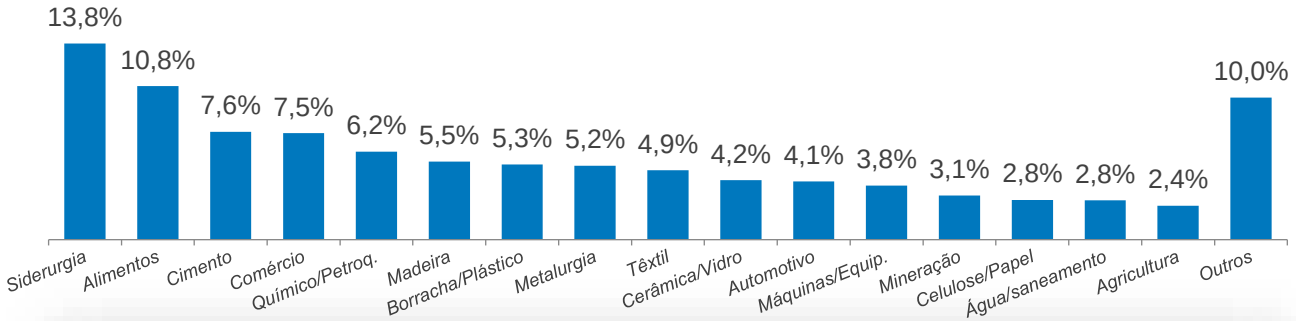


Breakdown da energia contratada por mercado - 2022

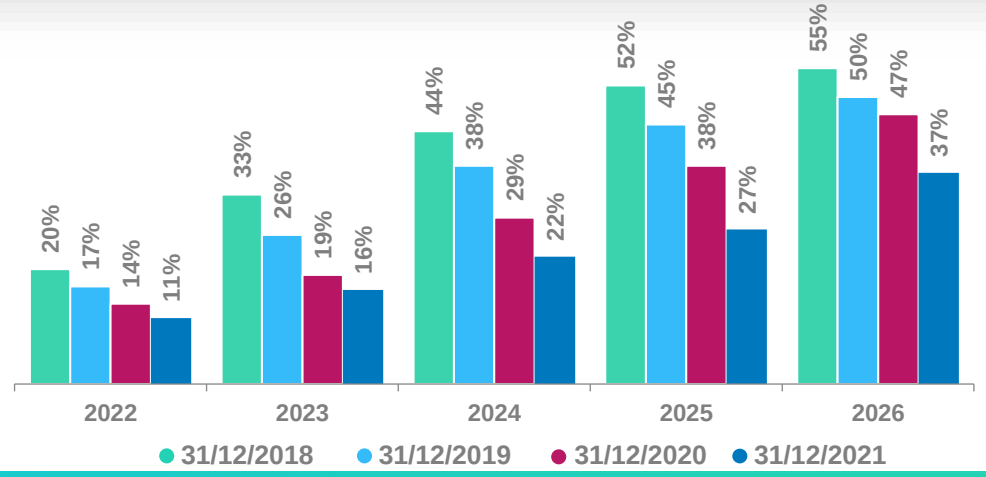


Volume de vendas para clientes livres em 2022: 2.329 MWm

Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em classificação do IBGE.

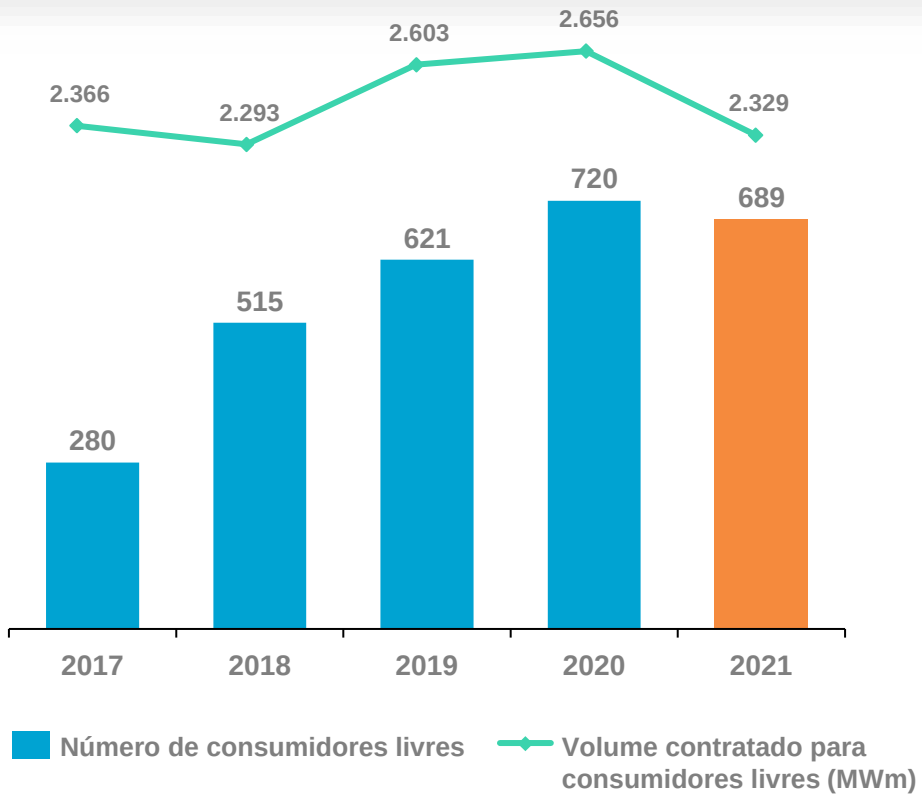


Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado ano



Estratégia de Comercialização de Energia

Evolução do número de consumidores livres[1]



Nota:
[1] Desconsiderando operações de *trading*.

1.758 (+7,3% em rel. 4T20)
Unidades Consumidoras em fornecimento no 4T21

37,6%
Participação de Clientes Livres no total da receita operacional líquida em 2021

40,7%
Participação de Clientes Livres no total das vendas físicas em 2021

10,5% (-2,5 p.p. em rel. 2020)
Market share do ACL em 2021 (em relação ao total de Energia livre)

644 mil tCO_2
RCEs vendidas em 2021 (Redução Certificada de Emissões)

8 mil GWh
CERs comercializados em 2021 (Certificados de Energia Renovável)

3

Expansão

Projeto Eólico em Implantação:

Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I)

Avanço físico global de 7,7%
Projeto eólico viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- Atividades de terraplenagem atingiram 79% do total;
- Escavação das plataformas executadas em 49 dos 70 aerogeradores;
- Iniciada a concretagem das bases dos 2 primeiros aerogeradores;
- Obtenção da Licença Simplificada Prévia e requerida a Licença Simplificada de Instalação para início da construção da Linha de Transmissão e do *bay* de conexão.



Concretagem da fundação da torre do aerogerador



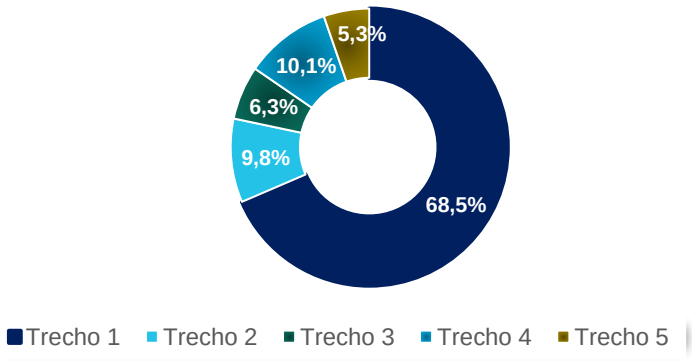
Projeto de Transmissão em Construção:

Sistema de Transmissão Gralha Azul

Progresso geral da implantação atingiu 98,7%, ao final do 4T21

- 6 linhas de transmissão já estão energizadas: 6,5% da RAP efetivada em dez/21.
- A operação comercial da parte restante dos grupos de instalações de transmissão, que irão permitir o recebimento de aprox. 95% da RAP do projeto, está prevista para ocorrer no primeiro trimestre de 2022.

Parcela da RAP (%)





Subestação Ponta Grossa



Projeto de Transmissão em Construção:

Novo Estado Transmissora de Energia

Ao final do 4T21, o progresso geral da obra atingiu 91,5%.

- Início da operação comercial das Subestações Serra Pelada e Itacaiúnas e da linha de transmissão Serra Pelada – Itacaiúnas em dezembro, efetivando o recebimento de 9,2% da RAP.
- Linha Serra Pelada – Miracema com previsão de entrada em operação no 1T22, atingindo cerca de 50% da RAP até abril/22. Previsão de operação completa será atingida ao fim de 2022.



Montagem de torre – travessia do Rio Araguaia



Expansão

Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

O Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas (CPR) recomendou a aquisição dos ativos pelo valor de R$ 625 milhões, após o encerramento do processo de avaliação, que contou com:

- *Due dilligences* – técnica, operacional, legal, contábil, financeira, tributária e trabalhista;
- Análise econômico-financeira dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta;
- Apresentação de proposta não-vinculante, em dezembro de 2021;
- Negociação dos termos e condições do *Share Purchase Agreement (SPA);*
- Envio do relatório de recomendação ao Conselho de Administração; e
- Em linha com a estratégia de descarbonização e foco em renováveis.



Conjunto Fotovoltaico Paracatu



Conjunto Fotovoltaico Floresta

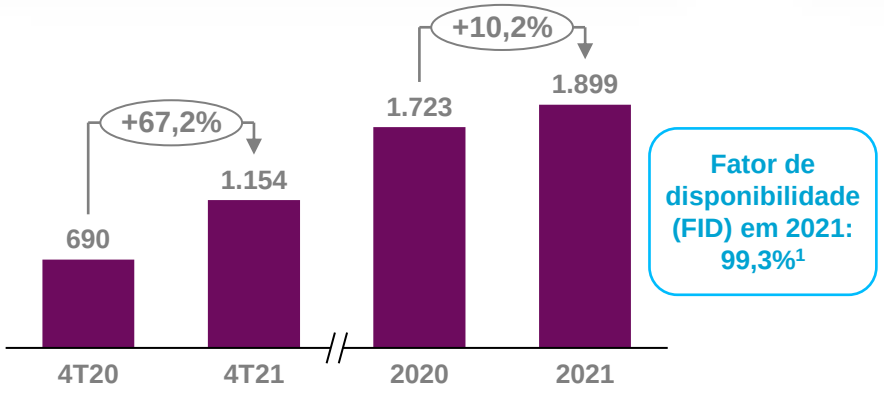


Expansão

UHE Jirau | atualização

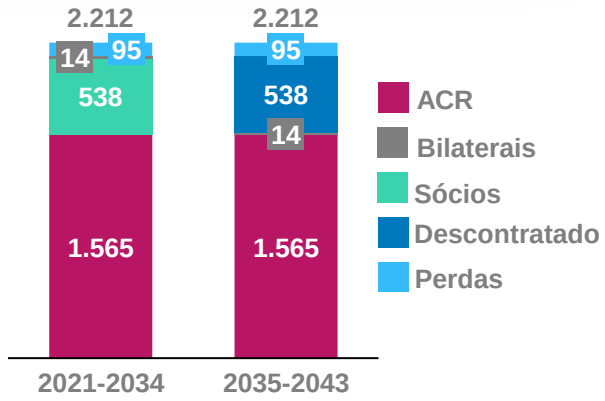


Produção (MW médio)[1]

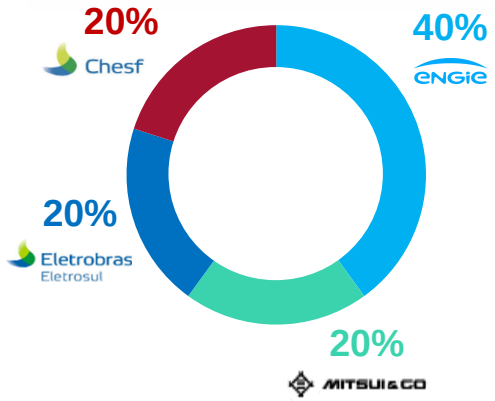


Fator de disponibilidade (FID) em 2021: 99,3%[1]

Portfólio de contratos (MW médios)



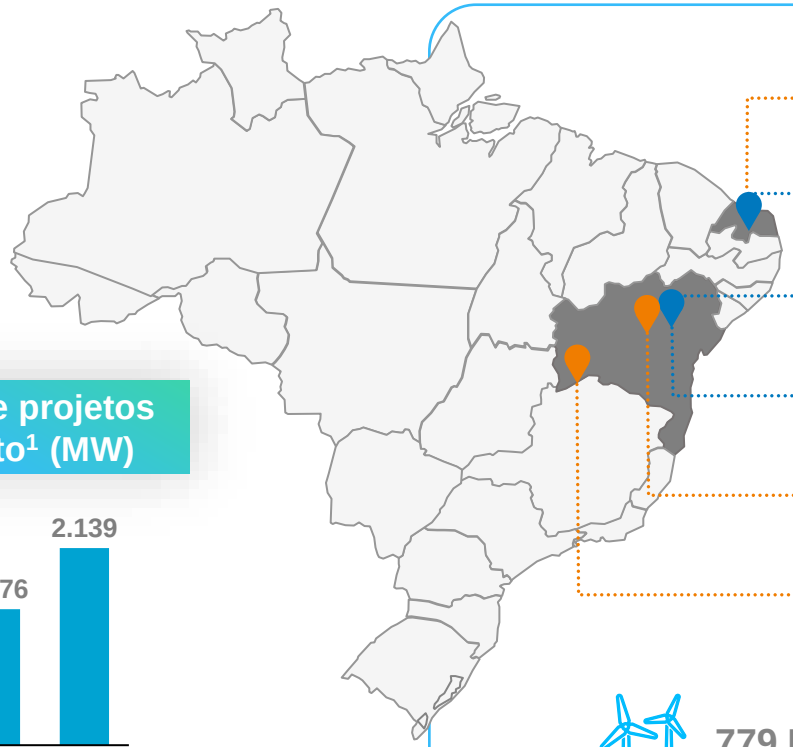
Estrutura Acionária



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

Projetos em Desenvolvimento

Atualmente, a Companhia tem em seu portfólio diversos projetos em desenvolvimento. Abaixo estão alguns deles:



Conjunto Fotovoltaico Assú – RN
Capacidade Instalada: 870 MW

Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN
Capacidade Instalada: 279 MW

Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA
Capacidade Instalada: 250 MW

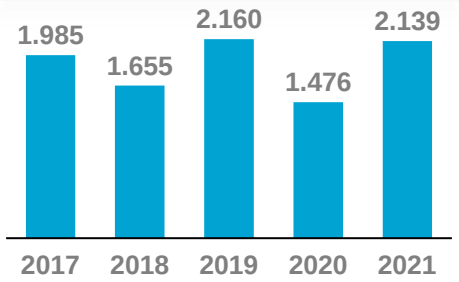
Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA
Capacidade Instalada: 250 MW

Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – BA
Capacidade Instalada: 400 MW

Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA
Capacidade Instalada: 90 MW

779 MW + 1.360 MW = 2.139 MW

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



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

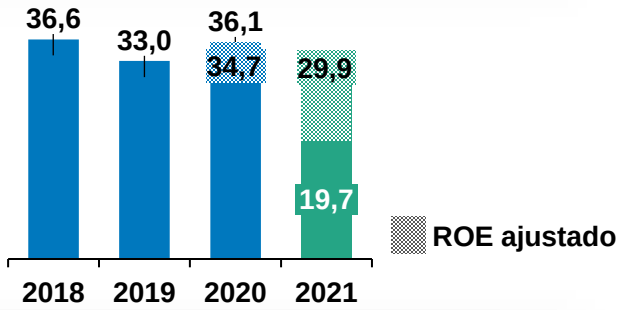
4

Desempenho Financeiro

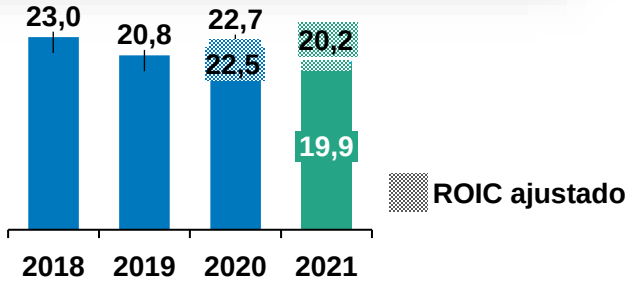
Sólida Performance Financeira

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

ROE[1] - Retorno sobre o Patrimônio Líquido (%)



ROIC[2] - Retorno sobre o Capital Investido (%)



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

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.

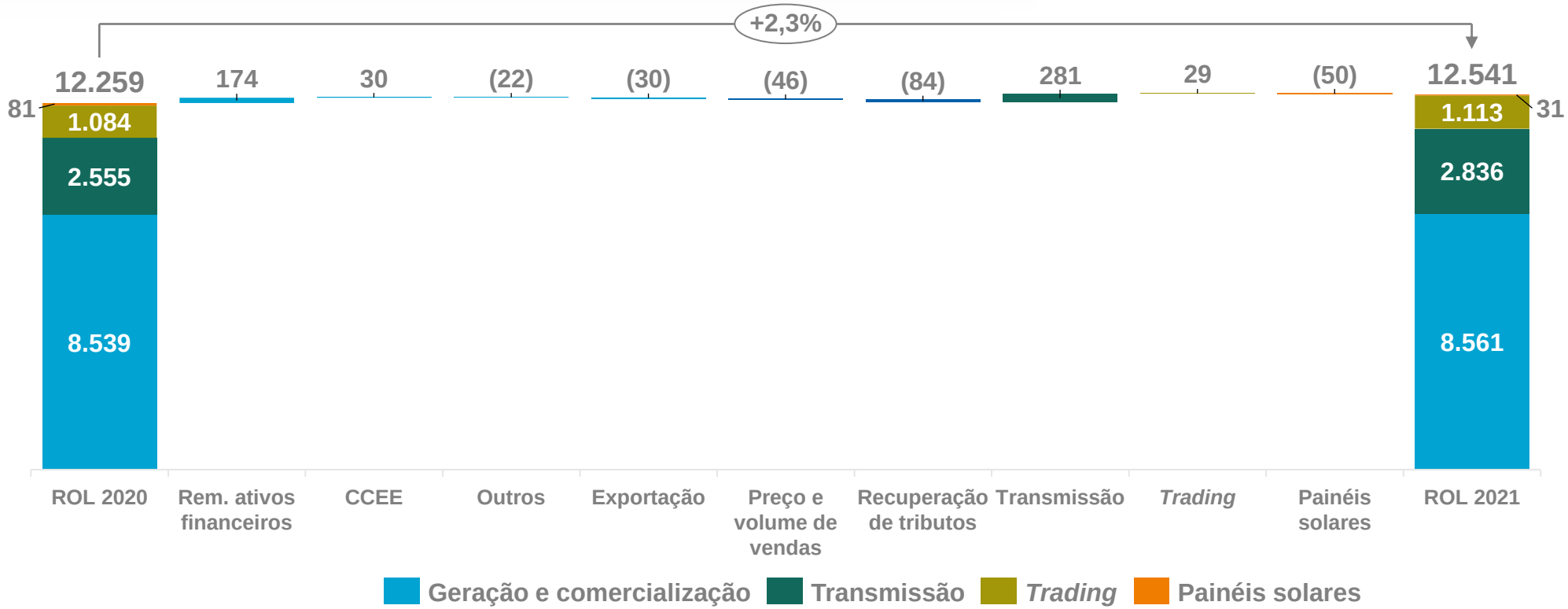
[2] ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL). ROIC ajustado desconsidera não recorrentes.

[3] Valores nominais.

[4] Líquido de *impaiment.*

Evolução da Receita Operacional Líquida

Receita operacional líquida (R$ milhões)

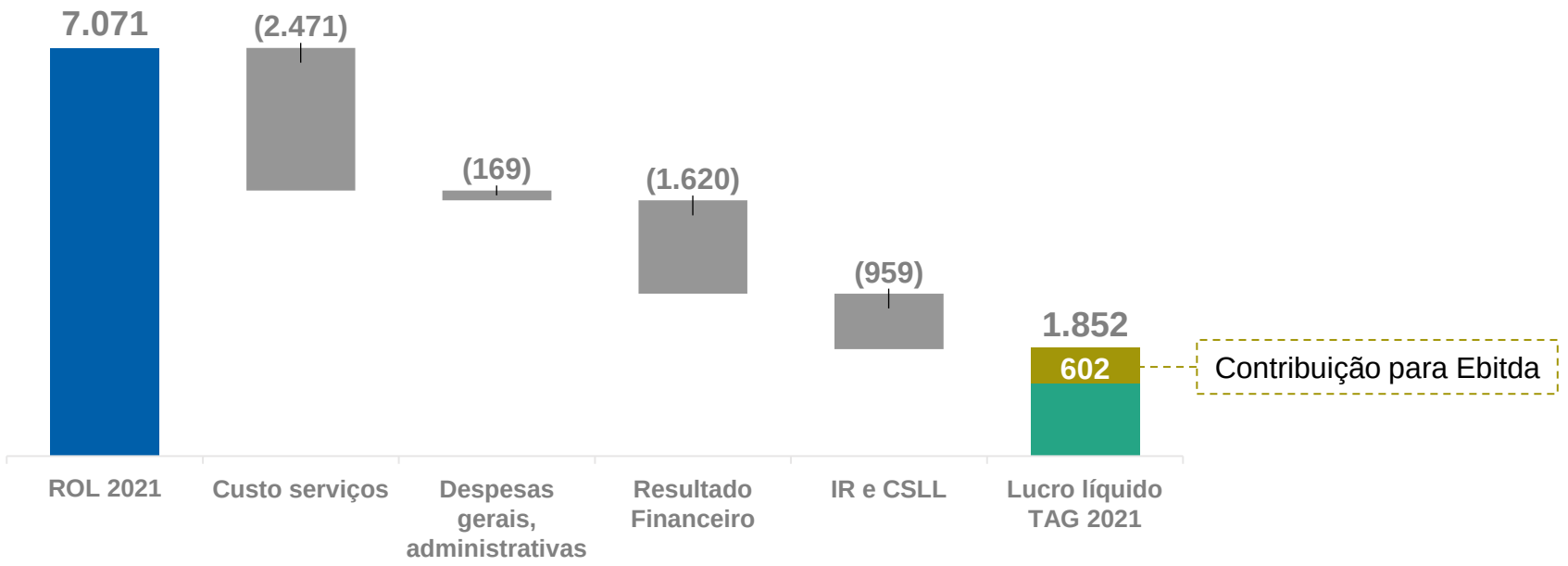


Resultado de Participações Societárias

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

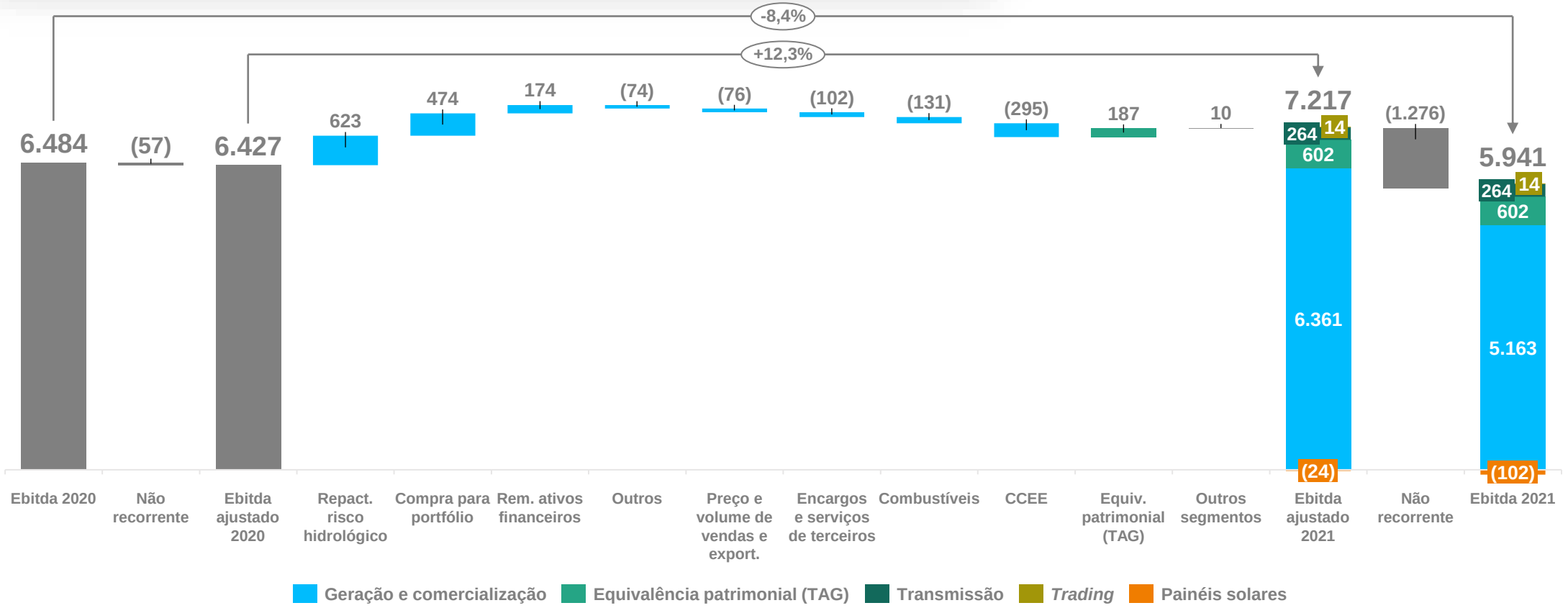
Participação de 32,5% na TAG resultou em contribuição de R$ 602 milhões no Ebitda da Companhia em 2021, via equivalência patrimonial.

Demonstração do Resultado TAG (R$ milhões)



Evolução do Ebitda

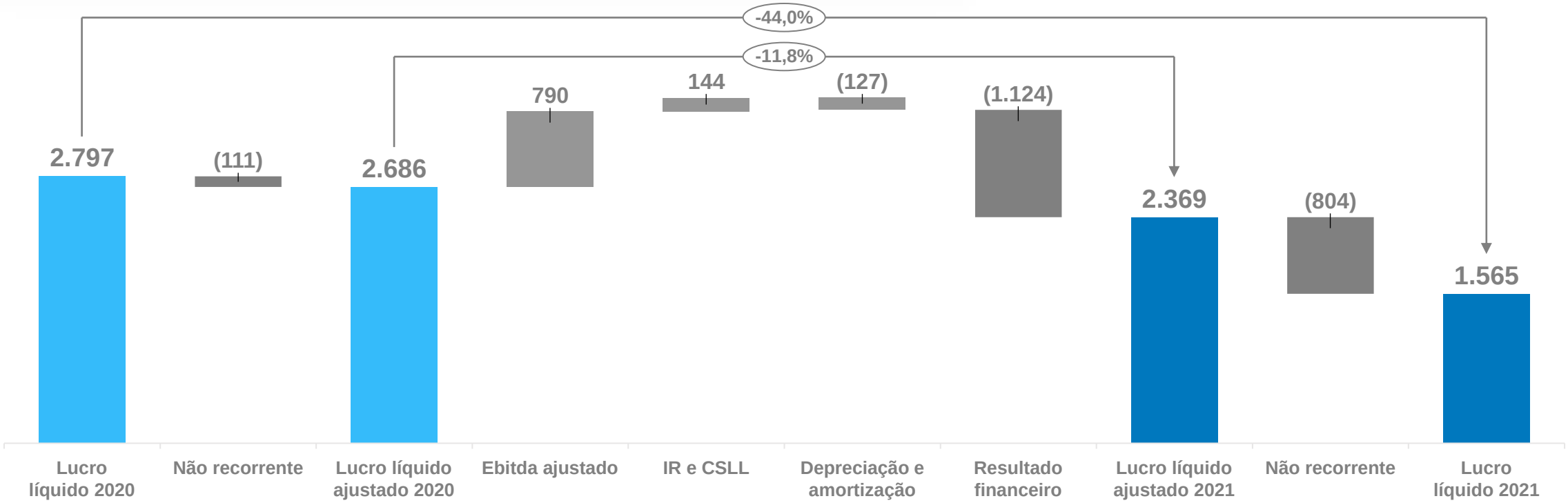
Ebitda (R$ milhões)



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)

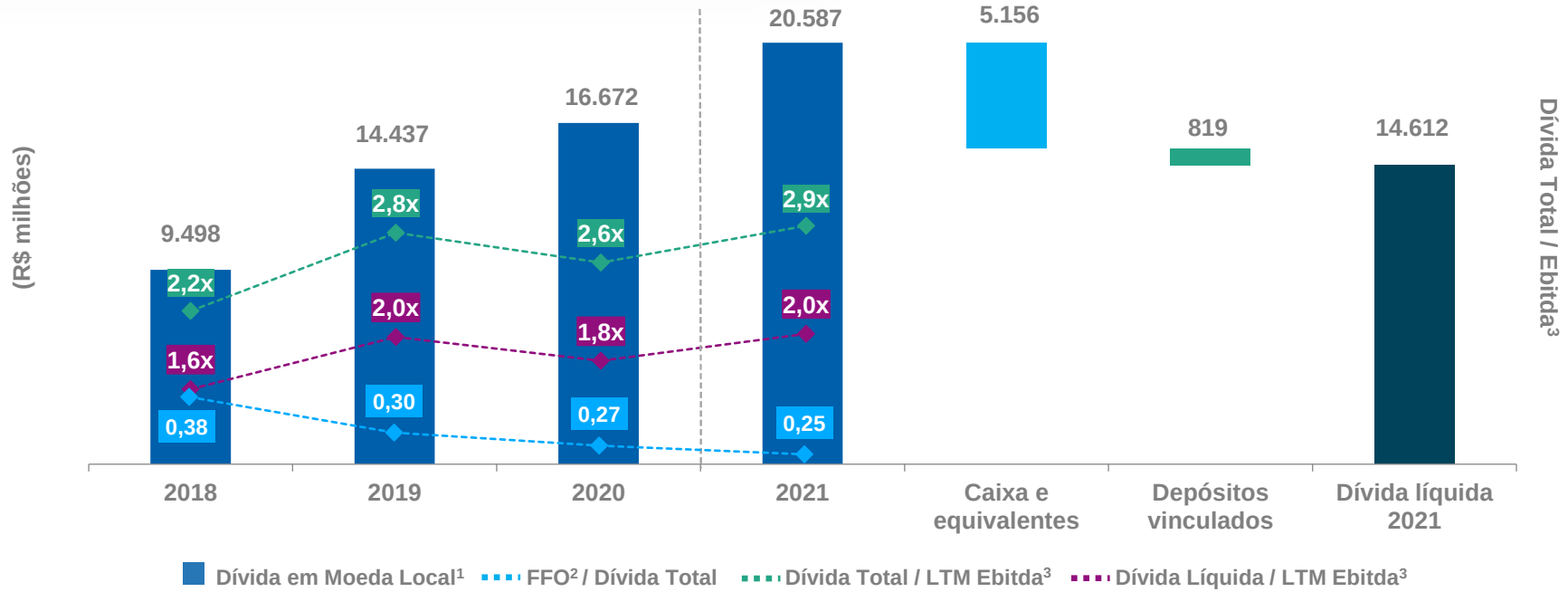


Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial

Equilibrado nível de endividamento, com custo competitivo, viabilizam oportunidades de crescimento.

***Overview* da Dívida** (R$ milhões)



Notas:

[1] Dívida bruta, líquida de operações de *hedge*.

[2] *Funds from Operations,* desconsiderando o impacto das linhas de transmissão (Ativo de Contrato).

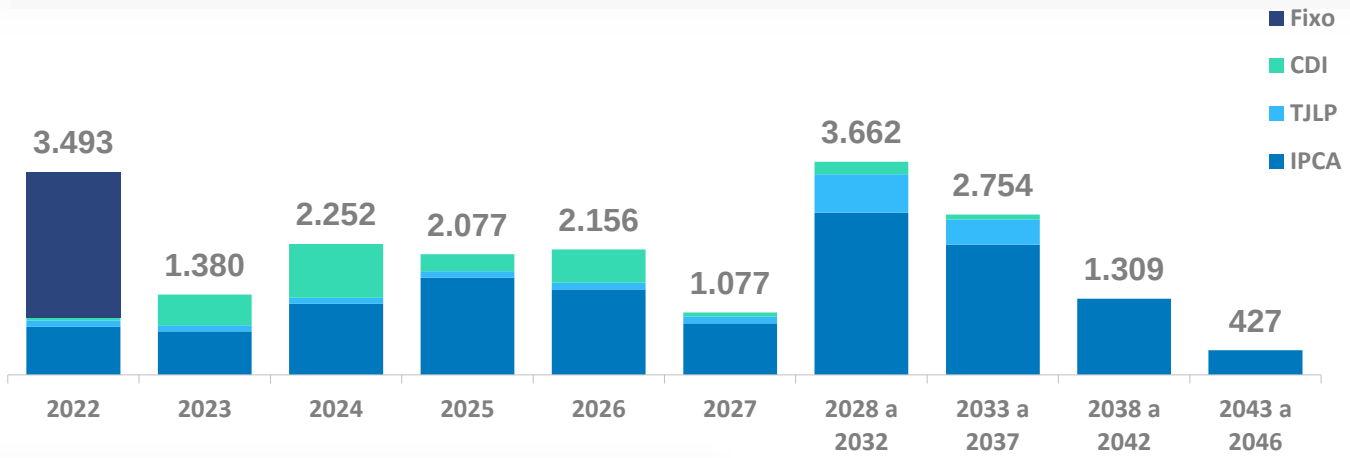
[3] Ebitda nos últimos 12 meses.

Perfil e Composição da Dívida

Custo competitivo e indexadores defensivos

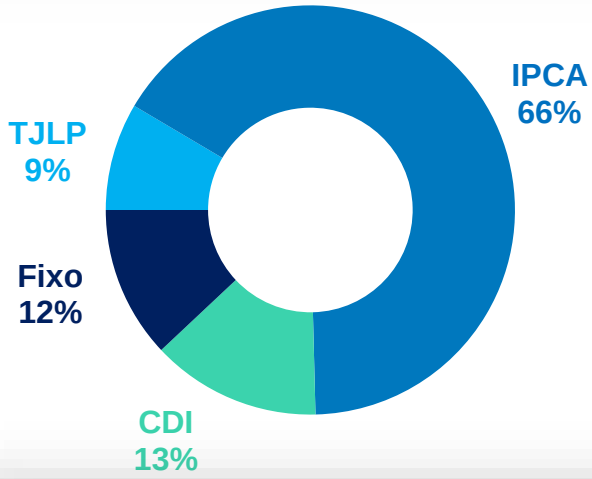
Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento.

Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



Prazo médio da dívida: 6,9 anos

Composição do endividamento



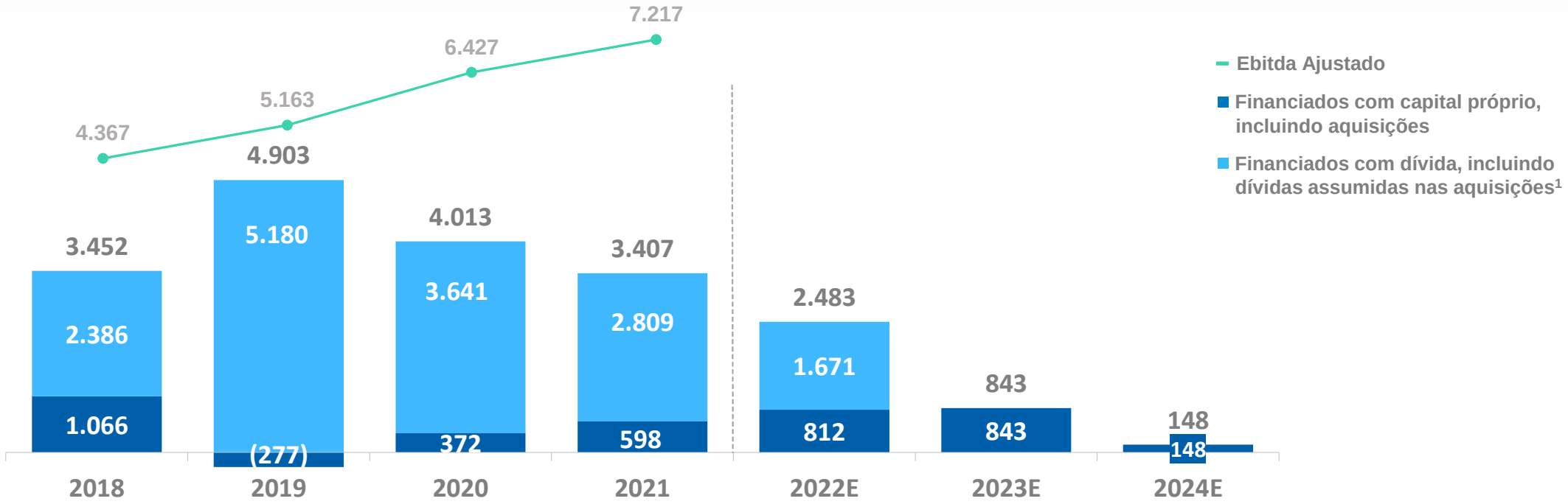
Custo nominal da dívida: 13,1% a.a.
(equivalente a IPCA + 2,8%)
(7,6% - equiv. a IPCA + 2,9% - em 2020)

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

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)

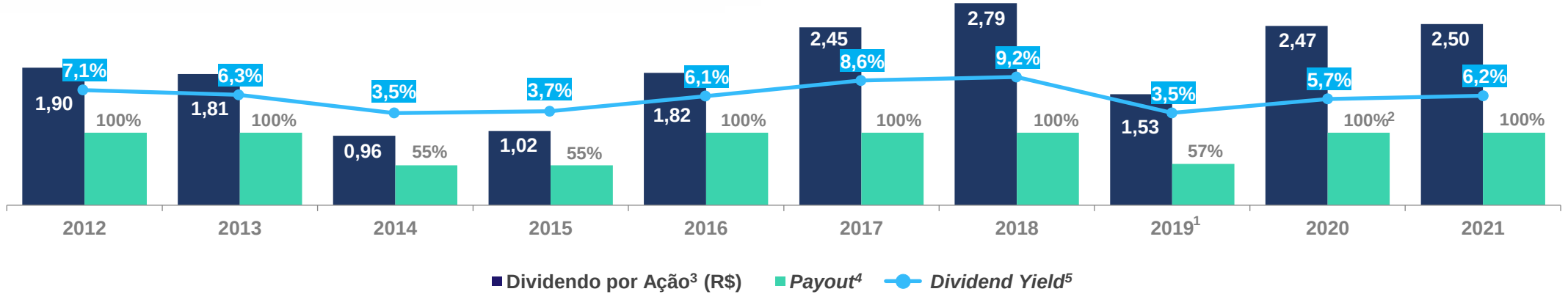


Nota:
[1] Não considera juros incorridos sobre a construção.

Política de Dividendos

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

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)



De forma a manter o nível de *dividend yield*, a Companhia aprovou a distribuição de dividendos intermediários no valor de R$ 638,7 milhões (R$ 0,7827/ação), com base em reserva de lucros retidos em 2020.

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.

5

Material de Apoio

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (Valores em R$ milhões)	4T21	4T20	Var.	12M21	12M20	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.769	3.769	-26,5%	12.541	12.259	2,3%
Resultado do Serviço (EBIT)	750	2.065	-63,7%	4.898	5.570	-12,1%
Ebitda [1]	1.084	2.288	-52,6%	5.941	6.484	-8,4%
Ebitda Ajustado [2]	2.248	2.387	-5,8%	7.217	6.427	12,3%
Ebitda / ROL - (%) [1]	39,1	60,7	-21,6 p.p.	47,4	52,9	-5,5 p.p.
Ebitda / ROL - (%) Ajustada [2]	81,2	63,3	17,9 p.p.	57,6	52,8	4,8 p.p.
Lucro Líquido	78	1.030	-92,4%	1.565	2.797	-44,0%
Lucro Líquido Ajustado	808	1.095	-26,2%	2.369	2.686	-11,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	29,9	34,7	-4,8 p.p.	29,9	34,7	-4,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	22,4	22,5	-0,1 p.p.	20,2	22,5	-2,3 p.p.
Dívida Líquida [5]	14.612	11.786	24,0%	14.612	11.786	24,0%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [6]	3.930	4.628	-15,1%	4.328	4.003	8,1%
Energia Vendida (MW médios) [7]	4.345	4.485	-3,1%	4.087	4.321	-5,4%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [8]	185,96	190,87	-2,6%	202,94	193,43	4,9%
Número de Empregados - Total	1.237	1.573	-21,4%	1.237	1.573	-21,4%
Empregados EBE	1.135	1.444	-21,4%	1.135	1.444	-21,4%
Empregados em Projetos em Construção	102	129	-20,9%	102	129	-20,9%

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

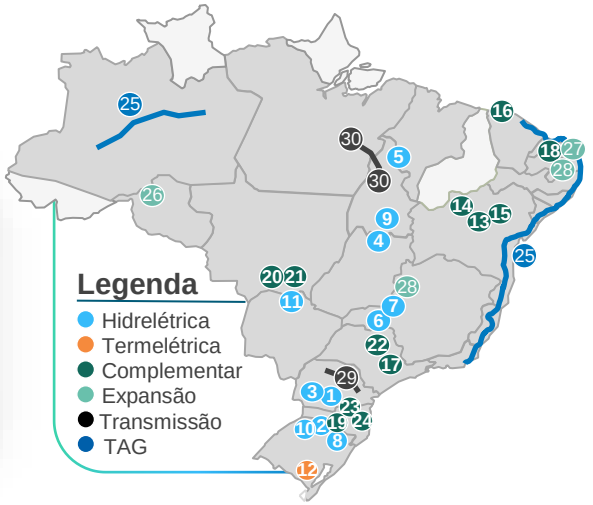
Portfólio Balanceado de Ativos

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)[1]
1	Salto Santiago	1.420,0	733,3
2	Itá	1.126,9[2]	564,7[2]
3	Salto Osório	1.078,0	502,6
4	Cana Brava	450,0	260,8
5	Estreito	435,6[2]	256,9[2]
6	Jaguara	424,0	341,0
7	Miranda	408,0	198,2
8	Machadinho	403,9[2]	165,3[2]
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)[3]	361,2	192,5
14	Conjunto Umburanas (Eólica)[4]	360,0	213,3
15	Conjunto Campo Largo I (Eólica)[3]	326,7	166,5
16	Conjunto Trairi (Eólica)[5]	212,6	97,2
17	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6
18	Assú V (Solar)	34,0	9,2
19	Lages (Biomassa)	28,0	1,8
20	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
21	José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9
22	Ibitiúva (Biomassa)	22,9[2]	13,6[2]
23	Nova Aurora (Solar)	3,0	0,3
24	Tubarão (Eólica)	2,1	0,3
	Total	**1.482,0**	**756,2**

Capacidade instalada de geração de energia de **8.218,7 MW (4.497,4 MWm)**, **4.500 Km** de gasodutos em operação e **~2.800 Km** de linhas de transmissão em implantação.



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

	Expansão Geração	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
26	Jirau (Hidro)[6]	1.500,0	884,6
27	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	218,0
28	Paracatu e Floresta (Solar)	259,8	59,1
	Total	**2.193,8**	**1.161,7**

	Transmissão	Tamanho	Subestações
29	Gralha Azul	~ 1.000 km	5
30	Novo Estado	~ 1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
	Total	**~ 2.800 km**	

Notas:
[1] Considera a revisão da garantia física em vigor a partir de 1º janeiro de 2018, conforme Portaria MME 178/2017.
[2] Parte da ENGIE Brasil Energia.
[3] Conjuntos compostos por 11 centrais eólicas.
[4] Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
[5] Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
[6] 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

Alto nível de contratação no ambiente regulado, por um prazo médio aproximado de 9 anos.
Estrutura de financiamento com custo competitivo e protegido da variação cambial - *Rating* AAA pela Fitch Ratings.

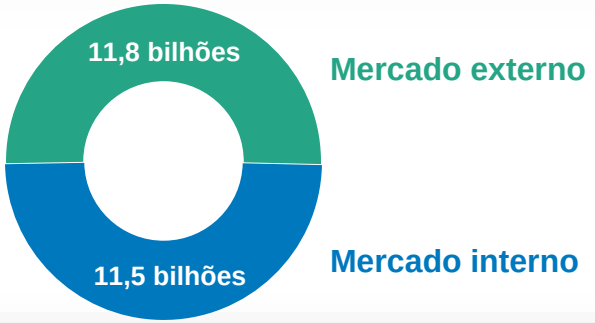
Detalhamento dos contratos

Contrato/ Trecho	Extensão (km)	Maturidade do Contrato[1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida 2021[2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	40,7%	46% Cesta IGP[4]; 54% US PPI
Malha NE	2.000	dez-2025	21,6	23,3%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-2031	15,0	6,3%	IGP-M
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-2030	6,7	29,7%	50% IGP-M; 50% IPCA
Lagoa Parda Vitória[3]	100	dez-2022	0,7	-	IGP-M
Total	**~4.500**		**74,3**	**100,0%**	

Notas:
[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária de cinco 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 31/12/2021



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

Mercado externo[2]: Libor[3] + *spread* inicial de 2,3%, 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 31/12/21 de R$ 5,5805 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).

Balanço de Energia em 31/12/2021

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$/MWh)
Recursos Próprios	4.333	4.480	4.547	4.537	4.534	4.534				
+ Compras para Revenda	1.364	1.001	793	333	287	280				
= Recursos Totais (A)	**5.697**	**5.481**	**5.340**	**4.870**	**4.821**	**4.814**				
Vendas Leilões do Governo[2]	2.012	2.012	2.007	1.994	1.984	1.975				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	261,8	235,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	287,6	258,4
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	299,8	269,3
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	270,5	243,0
Proinfa	19	19	19	19	19	10	147,8	jun-04	418,4	403,1
1º Leilão de Reserva	14	14	14	2	-	-	158,1	ago-08	311,5	300,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	9	8	-	-	-	-	307,7	296,5
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	270,0	242,6
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	283,8	273,4
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	192,3	174,5
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	241,1	218,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	409,7	371,8
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	192,6	174,8
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	166,6	158,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	193,2	184,3
+ Vendas Bilaterais	3.031	2.570	2.149	1.564	1.063	723				
= Vendas Totais (B)	**5.043**	**4.582**	**4.156**	**3.558**	**3.047**	**2.698**				
Saldo (A - B)	**654**	**899**	**1.184**	**1.312**	**1.774**	**2.116**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	220,4	218,2	214,3							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	190,5	171,8	154,3							

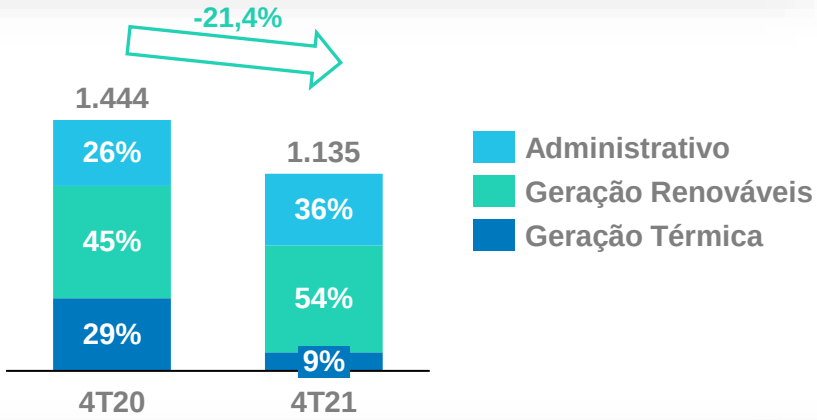
[2] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

[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.

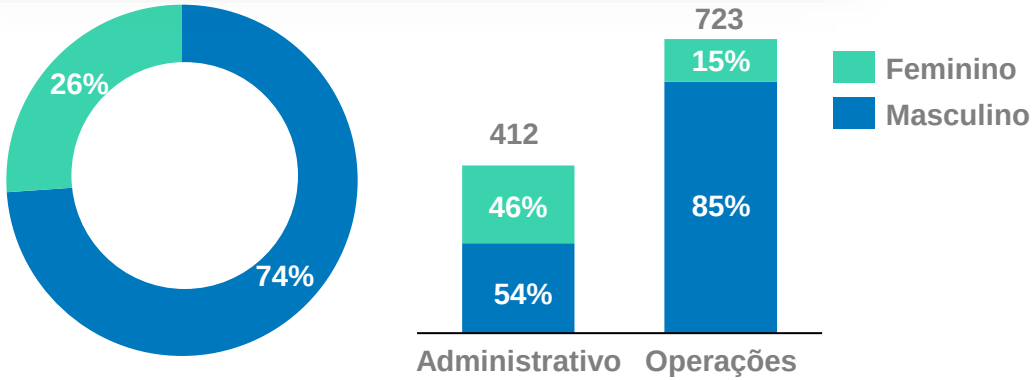
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Força de Trabalho[1]

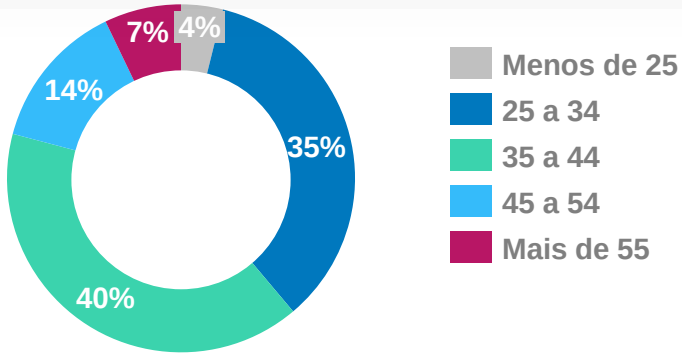
Número de empregados



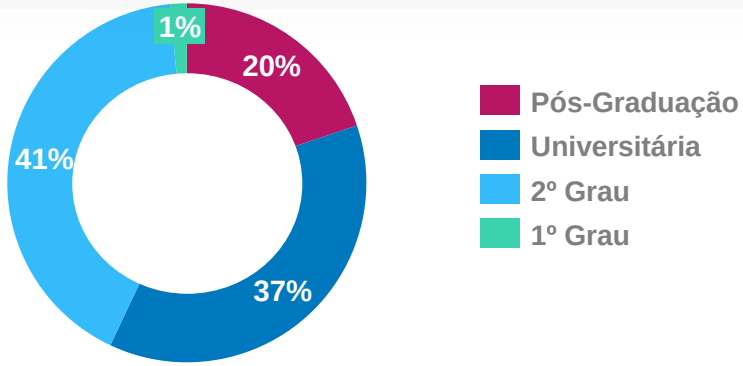
Por gênero



Por faixa etária



Por formação



Nota:
[1] Não considera os empregados lotados em projetos em construção.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	4T21	4T20	Variação	12M21	12M20	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia - Gestão de Emissões	102-7, EU1	68	60	8	68	60	8
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.939	10.431	-4,7%	9.939	10.431	-4,7%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.219	8.711	-5,6%	8.219	8.711	-5,6%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	11	12	-1	11	12	-1
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.102	8.127	-0,3%	8.102	8.127	-0,3%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	81,5%	77,9%	3,6 p.p.	81,5%	77,9%	3,6 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.594	9.229	4,0%	9.594	9.229	4,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	96,5%	88,5%	8,1 p.p.	96,5%	88,5%	8,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	8.678	10.220	-15,1%	37.916	35.163	7,8%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	7.166	7.424	-3,5%	29.019	25.499	13,8%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	82,6%	72,6%	9,9 p.p.	76,5%	72,5%	4,0 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.129	8.257	-1,5%	32.652	29.430	11,0%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	93,7%	80,8%	12,9 p.p.	86,1%	83,7%	2,4 p.p.
14		Disponibilidade global do parque gerador		EU30	93,7%	90,6%	3,1 p.p.	90,0%	90,9%	-0,8 p.p.
15	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões - Impulso à prosperidade das comunidades locais - Biodiversidade	304-1, 413-1	145.523	93.754	55,2%	475.525	366.553	29,7%
16		Número de visitantes às usinas e educação ambiental		413-1	37.042	10.935	238,7%	133.241	33.039	303,3%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1,160	0,924	25,5%	1,100	0,966	13,9%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,070	0,177	-60,6%	0,140	0,158	-11,1%
19	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) operação e manutenção[4]	- Segurança das equipes e das comunidades - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	1,560	0,664	↑	0,568	1,203	↓
20		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,006	↓
21		Taxa de Frequência (TF) obras[4]		403-2	1,860	0,795	↑	1,649	0,561	↑
22		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	254	415	Não Aplic.	1.474	1.379	6,9%
23		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	1.024	1.702	Não Aplic.	4.681	5.886	-20,5%
24	Responsa-bilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade - Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	3.028,4	1.244,5	143,4%	7.078,0	7.504,2	-5,7%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	587,7	949,0	-38,1%	1.262,8	1.868,4	-32,4%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	2.035,2	2.427,7	-16,2%	5.052,0	7.264,6	-30,5%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	850,0	888,0	-4,3%	1.262,5	1.418,5	-11,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	1.140,0	1.661,0	-31,4%	1.140,5	1.661,0	-31,3%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	1.147,5	1.436,3	-20,1%	1.147,5	1.436,3	-20,1%
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	1.179,6	835,0	41,3%	1.239,6	1.480,9	-16,3%

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

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

Mariana Puricelli
Analista de Relações com Investidores
mariana.puricelli@engie.com

www.engie.com.br/investidores