ENGIE Brasil Energia
Apresentação de Resultados

3T21
4 de novembro de 2021

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

Principais drivers do trimestre

Positivo:

- Repactuação do risco hidrológico
- Redução de compras de energia para gestão do portfólio
- Contribuição segmento de transmissão de energia
- Inflação sobre o preço médio de venda de energia: **+11,5%**
- Queda do IGP-M na correção monetária sobre concessões a pagar

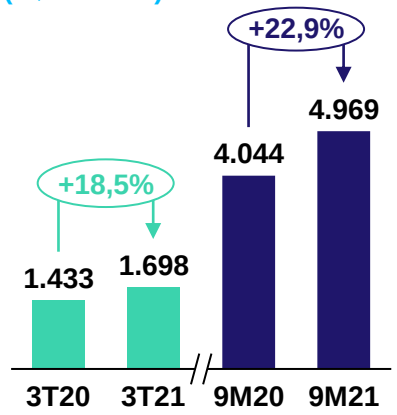
Negativo:

- Acréscimo do IPCA na correção monetária sobre as dívidas
- Queda no volume de vendas
- Resultado CCEE
- Maior consumo de combustíveis

Não-recorrente:

- Reversão de *impairment* no 3T21

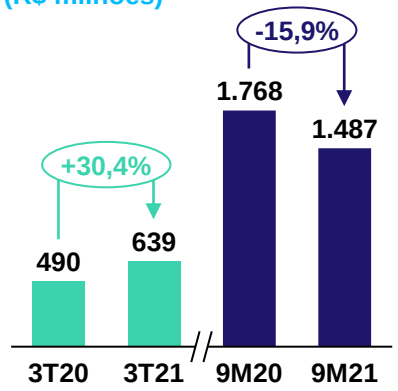
Ebitda Ajustado[1]
(R$ milhões)



Ebitda Ajustado vs 3T20:

- Repactuação do risco hidrológico : **+ R$ 372 milhões**
- Compras energia: **+ R$ 153 milhões**
- Transmissão: **+ R$ 89 milhões**
- TAG: **+ R$ 50 milhões**
- Curto prazo/CCEE: **- R$ 203 milhões**
- Combustível: **- R$ 68 milhões**
- Volume e preço de vendas: **- R$ 60 milhões**

Lucro Líquido
(R$ milhões)



Lucro Líquido vs 3T20:

- Ebitda Ajustado: **+ R$ 265 milhões**
- Resultado financeiro líquido: **- R$ 71 milhões**
  - Receita financeira: **+ R$ 20 milhões**
  - Despesa Financeira: **- R$ 91 milhões**
- *Impairment*: **+ R$ 34 milhões**
- Imposto de Renda e Contr. Social: **- R$ 62 milhões**

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

Destaques



O Sistema de Transmissão Gralha Azul **obteve autorização para iniciar a operação comercial** das linhas de transmissão de 230 kV – Ponta Grossa – São Mateus do Sul e Ponta Grossa – Ponta Grossa Sul, **a partir de 21 de agosto**.



Assinado Contrato com a FRAM Capital para a **venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda**, por até R$ 325 milhões, sujeitos ao cumprimento de determinadas condições. **O fechamento da operação ocorreu em 18 de outubro**.



A Aneel autorizou a entrada em **operação comercial** das **últimas centrais** do Conjunto Eólico Campo Largo II.



A Companhia recebeu, pela 12ª vez, o **Troféu Transparência, organizado pela Anefac-Fipecafi**, que reconhece as **empresas com as melhores práticas de transparência** nas demonstrações financeiras publicadas ao mercado.

Destaques

Por Dentro da ENGIE 10/12/2021



Assinado contrato de compra do **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, localizado em Assú (RN), **com capacidade instalada total estimada de até 750 MW**.



Concluída a **modernização** da unidade geradora 5 da **UHE Salto Osório, agregando 7 MWm de energia assegurada**.



A Companhia foi citada como uma das 14 empresas brasileiras **mais transparentes em sustentabilidade**, dentre mais de 70 avaliadas pelo **Observatório da Transparência**, com iniciativa da Global Reporting Initiative (GRI) no Brasil.



A ENGIE foi **vencedora do Prêmio Exame Melhores & Maiores 2021**, na categoria Energia.

2

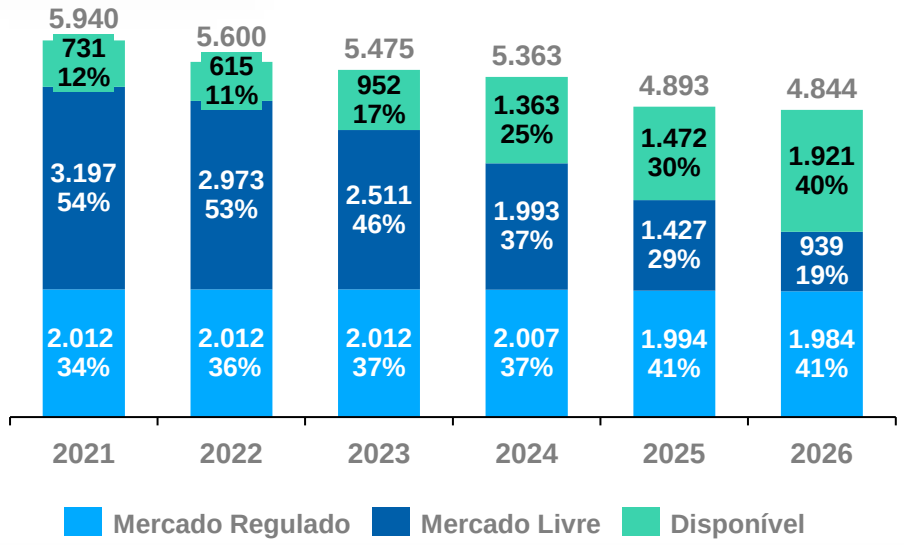
Comercialização de Energia

Estratégia de Comercialização de Energia

Diversificação do portfólio e venda gradativa de disponibilidade futura de energia

Balanço de Energia (% do total; em MWm)

em 30/09/2021

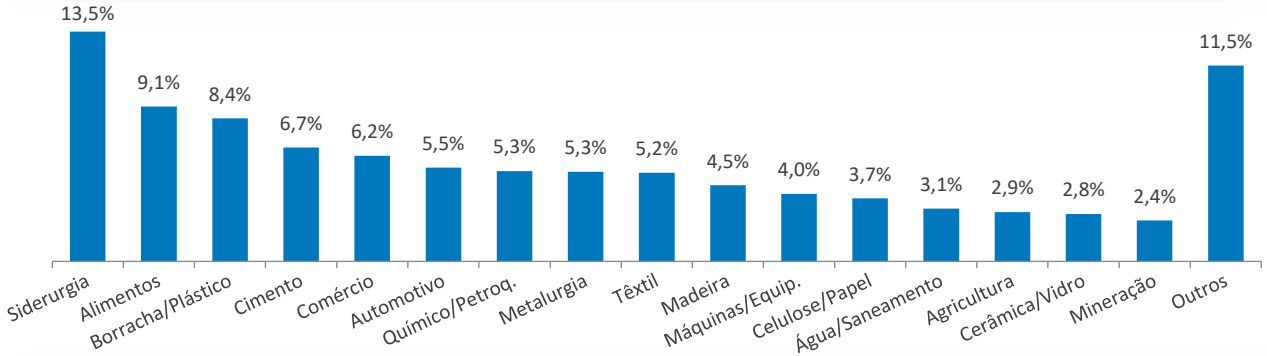


Breakdown da energia contratada por mercado - 2021

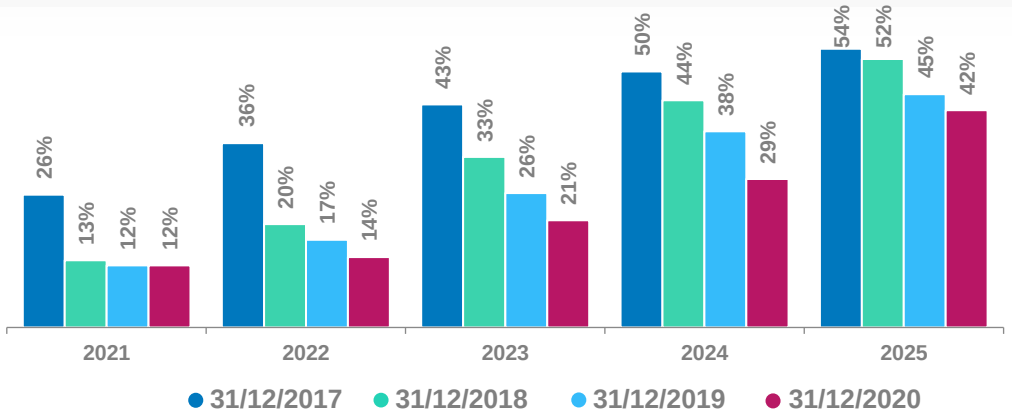


Volume de vendas para clientes livres em 2021: 2.344 MWm

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

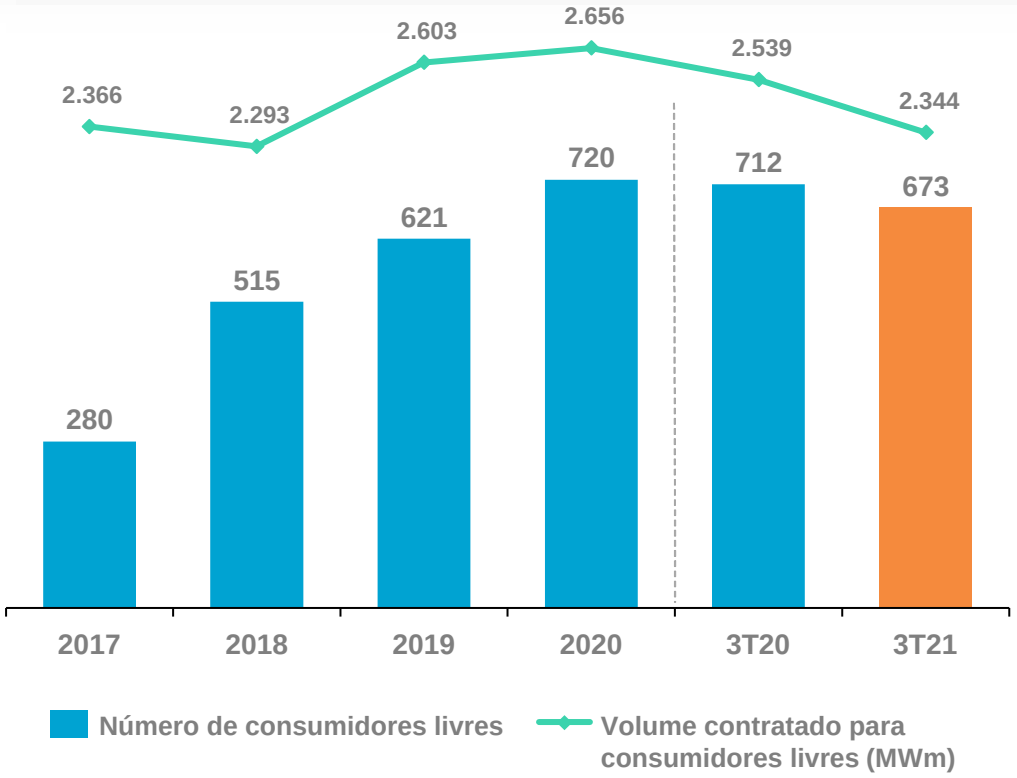


Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado ano



Estratégia de Comercialização de Energia

Evolução do número de consumidores livres[1]



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

1.746 (+11% em rel. 3T20)
Unidades Consumidoras em fornecimento no 3T21

38,2%
Participação de Clientes Livres no total da receita operacional líquida

38,9%
Participação de Clientes Livres no total das vendas físicas

10,6% (-2,7 p.p. em rel. 3T20)
Market share do ACL no 3T21 (em relação ao total de Energia livre)

418 mil tCO2
RCEs vendidas no 9M21 (Redução Certificada de Emissões)

3.729 GWh
CERs comercializados no 9M21 (Certificados de Energia Renovável)

3

Expansão

Projeto Eólico em Implantação:

Conjunto Eólico Santo Agostinho (Fase I)

Início da construção do projeto eólico viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- Conclusão da mobilização das contratadas responsáveis pelas obras civis.
- Iniciada a construção de acessos e da subestação coletora, a escavação das bases dos aerogeradores e a implantação das redes de média tensão.
- Avanço físico global de 3,5%.



Subestação - Fundação do Pórtico



Subestação - Fundação do Pórtico



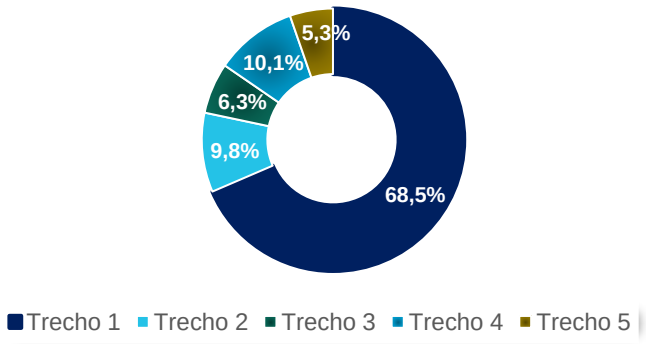
Linha de Transmissão em Construção:

Sistema de Transmissão Gralha Azul

Progresso geral da implantação atingiu 95%, ao final do 3T21

- Iniciada operação comercial das Linhas de Transmissão (LT) Ponta Grossa - São Mateus do Sul e Ponta Grossa - Ponta Grossa Sul.
- Prosseguem as obras civis e montagem eletromecânica das LTs e subestações.
- A operação comercial da parte restante dos grupos de instalações de transmissão, que irão permitir o recebimento da RAP integral do projeto, está prevista para ocorrer ainda em 2021.

Parcela da RAP (%)





Subestação Ponta Grossa



Projeto de Transmissão em Construção:

Novo Estado Transmissora de Energia

Ao final do 3T21, o progresso geral da obra atingiu 89%.

- Concluídas 92% das fundações das torres, 78% da montagem e 33% do lançamento dos cabos condutores das linhas de transmissão.
- Montagem eletromecânica das Subestações Serra Pelada e Itacaiúnas em fase de comissionamento.
- Previsão de energização dos primeiros sistemas no 4T21, que corresponderão à cerca de 55% da Receita Anual Permitida (RAP).
- Previsão de entrada em operação completa prevista para o final do 1S22.



Subestação Serra Pelada



Expansão

Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

O Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas (CPR) foi instalado pelo Conselho de Administração para avaliar a potencial aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta.

- No 3T21, o CPR conclui a contratação das consultorias que apoiarão o processo de avaliação:
  - *Financial Advisor* do processo: Banco Bradesco.
  - *Due diligence* legal e apoio na negociação do contrato: Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados.
  - *Due diligence* contábil, financeira, tributária e trabalhista: Mazars
  - *Due diligence* técnica: Intertechne Consultores.
  - Emissão *fairness opinion*: Apsis Consultoria Empresarial




Conjunto Fotovoltaico Paracatu

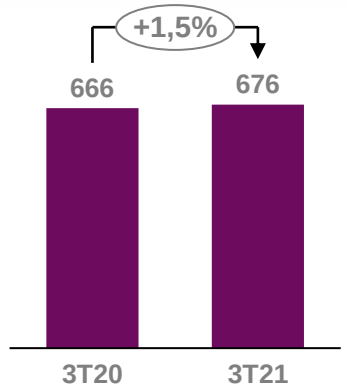

Conjunto Fotovoltaico Floresta

Expansão

UHE Jirau | atualização

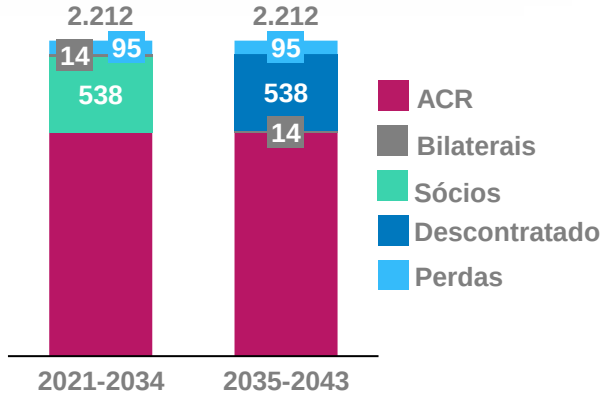


Produção (MW médio)[1]

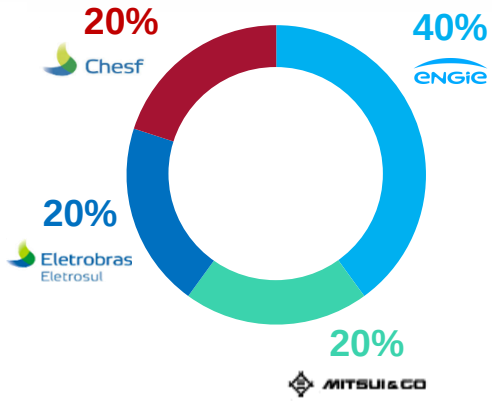


Fator de disponibilidade (FID) em 3T21: 99,2%[1]

Portfólio de contratos (MW médios)



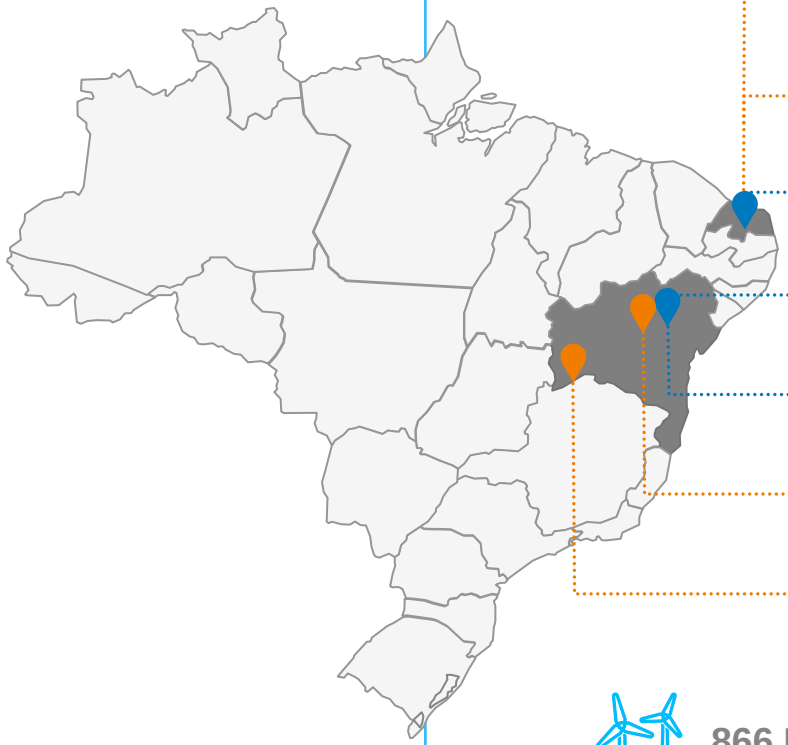
Estrutura Acionária



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 Sol – RN
Capacidade Instalada: 750 MW

Centrais Fotovoltaicas Assú I, II, III e IV – RN
Capacidade Instalada: 120 MW

Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN
Capacidade Instalada: 366 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

866 MW + 1.360 MW = 2.226 MW

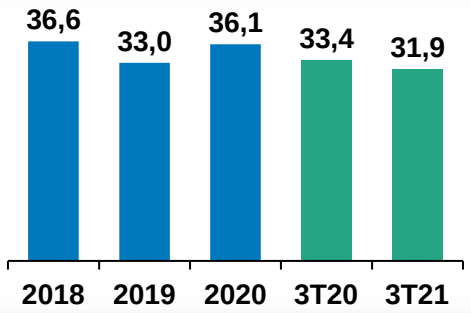
4

Desempenho Financeiro

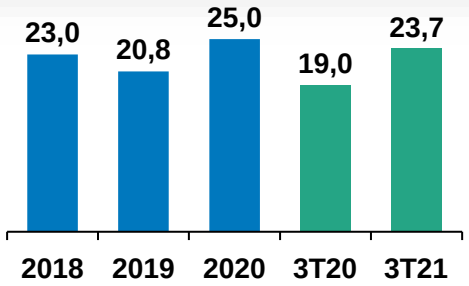
Sólida Performance Financeira

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 – 2020[3]:

- Investimentos somaram: **~R$ 19 bilhões**, com alavancagem de **82%**
- Capacidade instalada própria cresceu **+24%**
- Aquisição de participação de **32,5%** na TAG
- Entrada em transmissão: **2.800 km** em construção
- Ebitda[4]: **+74%**
- Lucro líquido[4]: **+66%**
- Dividendos e JCP distribuídos: **R$ 9,1 bilhões**

Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

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

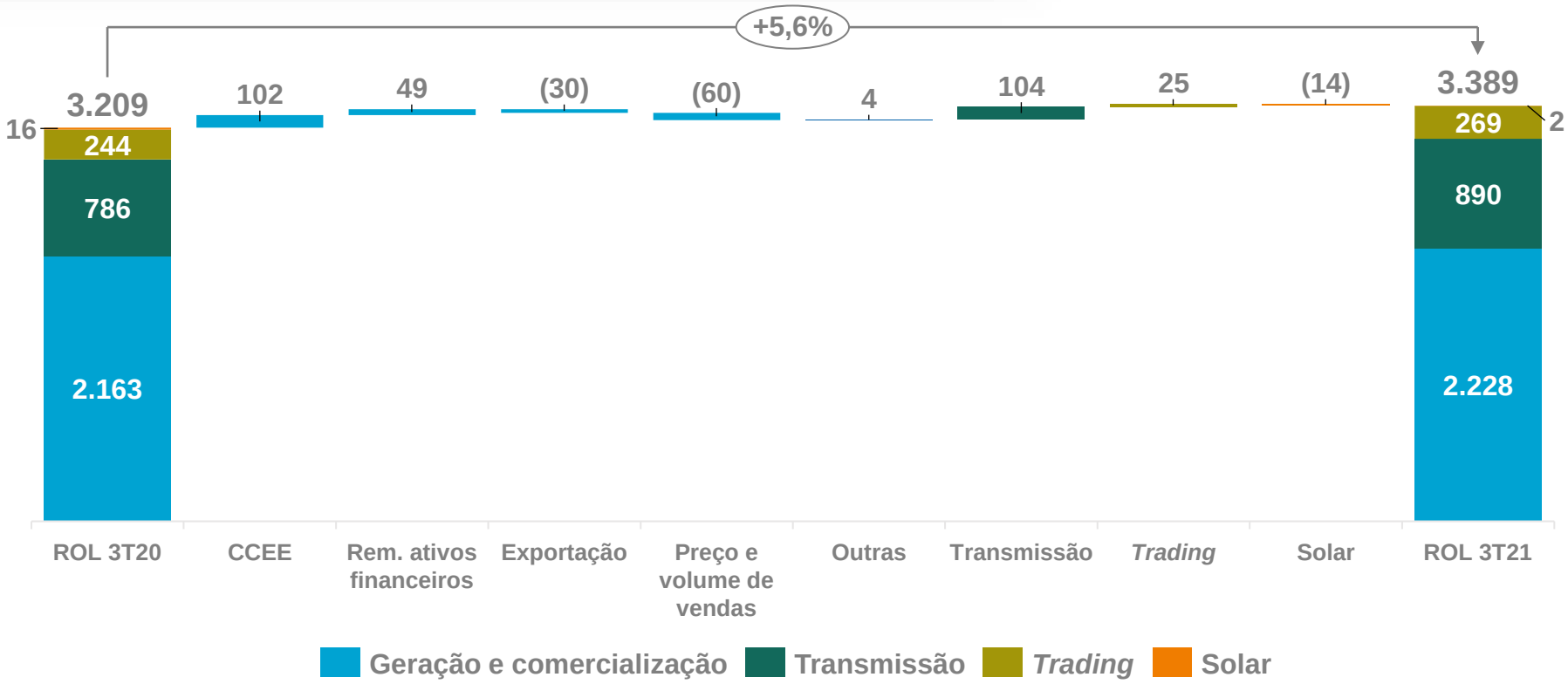
2 ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

3 Valores nominais.

4 Líquido da repactuação do GSF.

Evolução da Receita Operacional Líquida

Receita operacional líquida (R$ milhões)

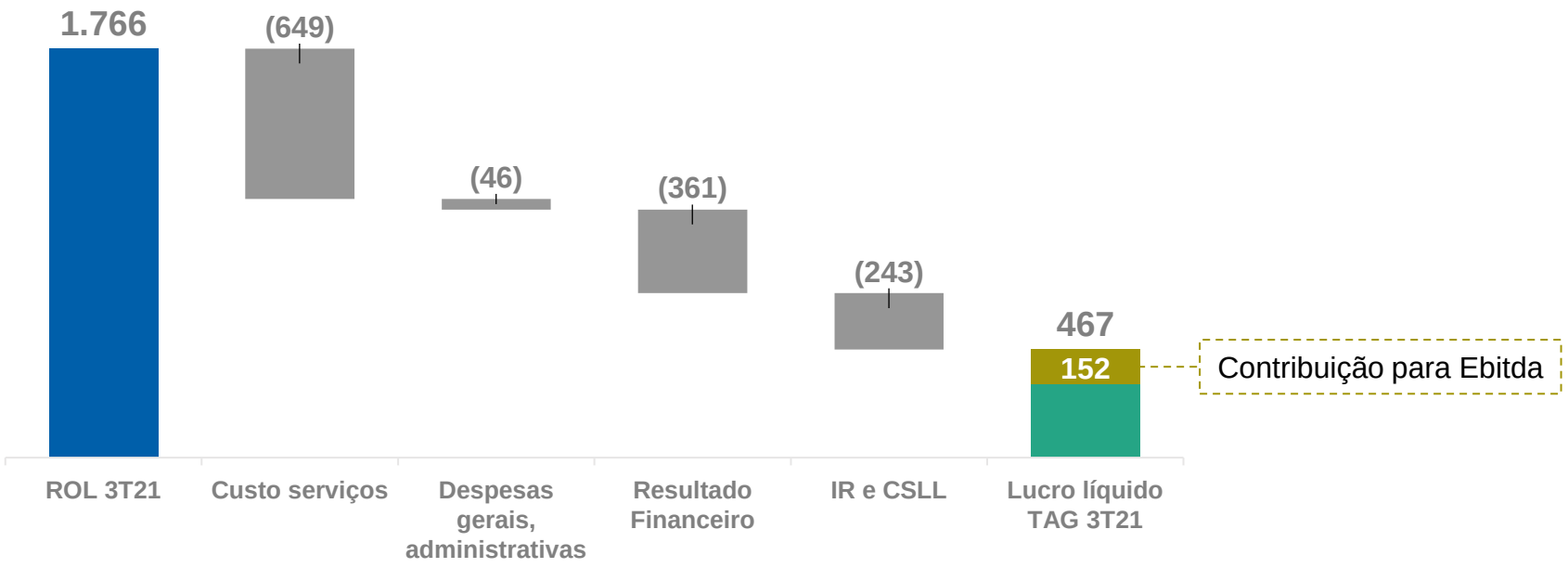


Resultado de Participações Societárias

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

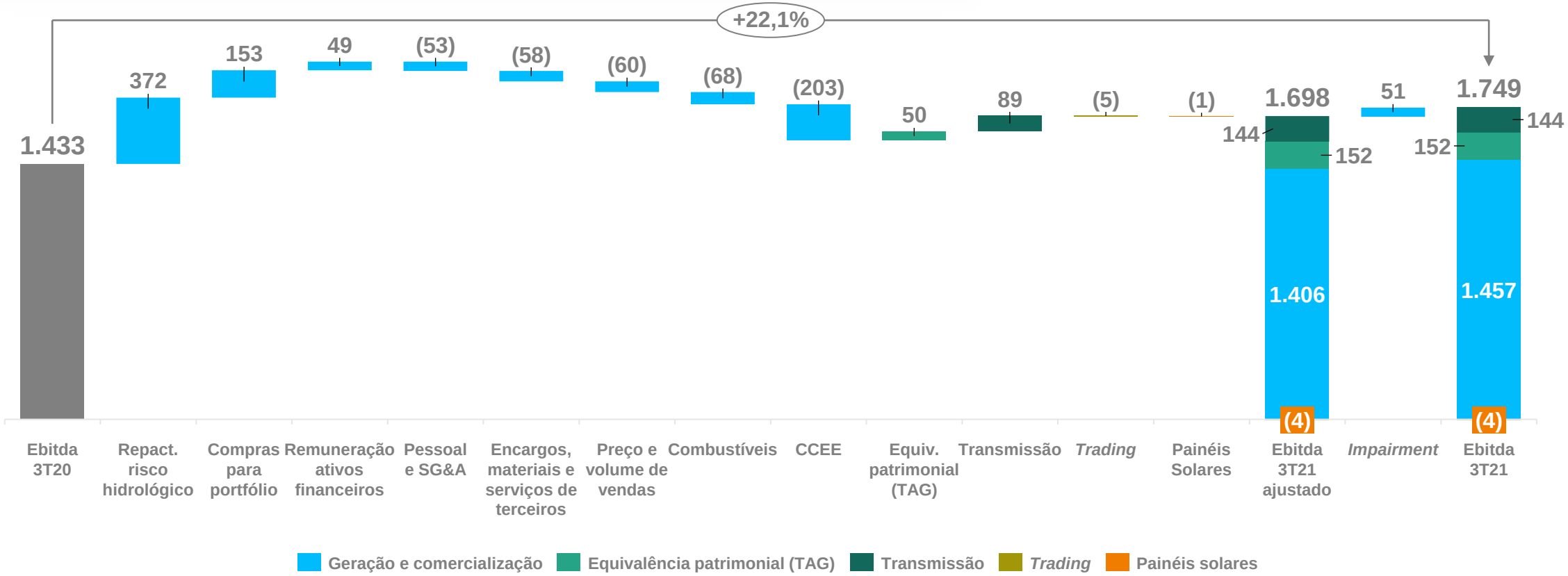
Participação de 32,5% na TAG resultou em contribuição de R$ 152 milhões no Ebitda da Companhia no 3T21, via equivalência patrimonial.

Demonstração do Resultado TAG (R$ milhões)



Evolução do Ebitda

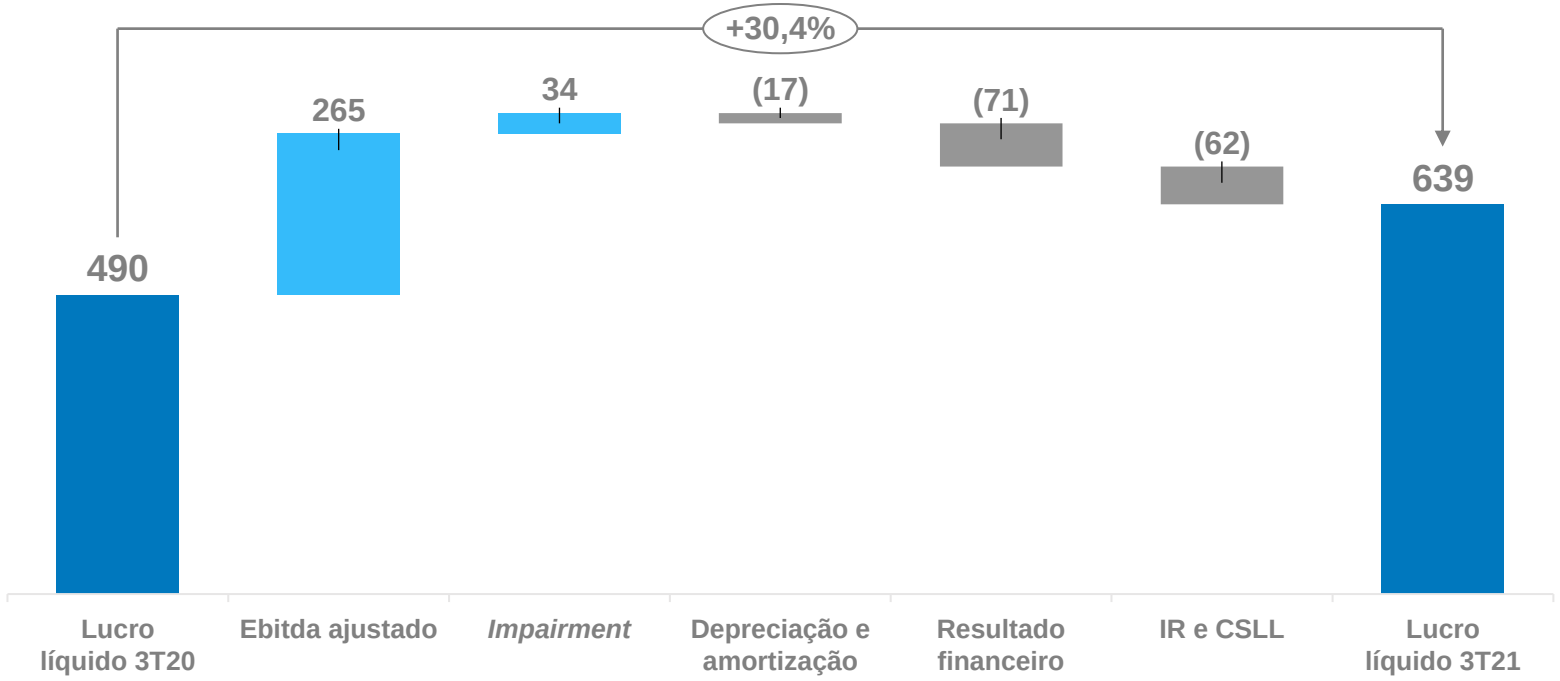
Ebitda (R$ milhões)



Notas:
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)

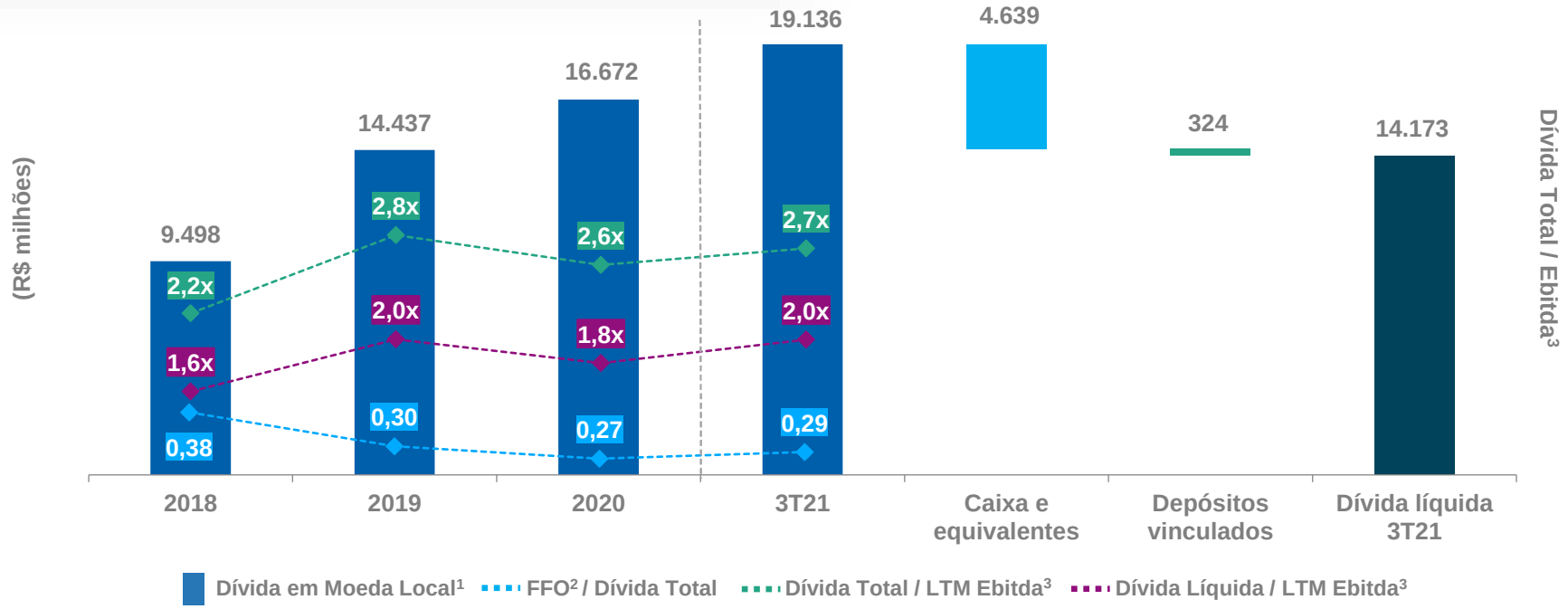


Endividamento Equilibrado

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).

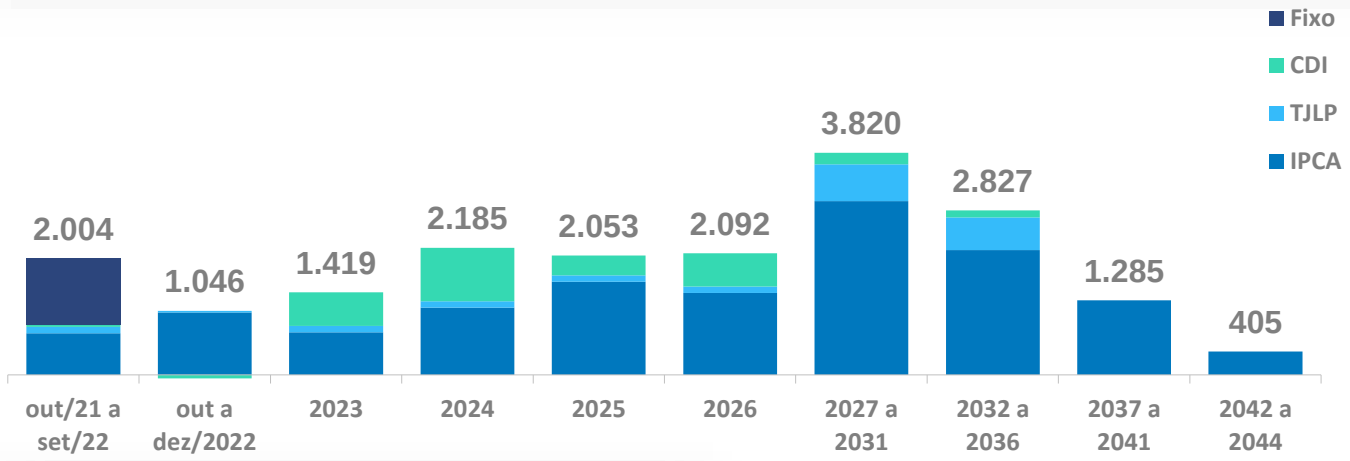
[3] Ebitda nos últimos 12 meses.

Perfil e Composição da Dívida

Custo competitivo e indexadores defensivos

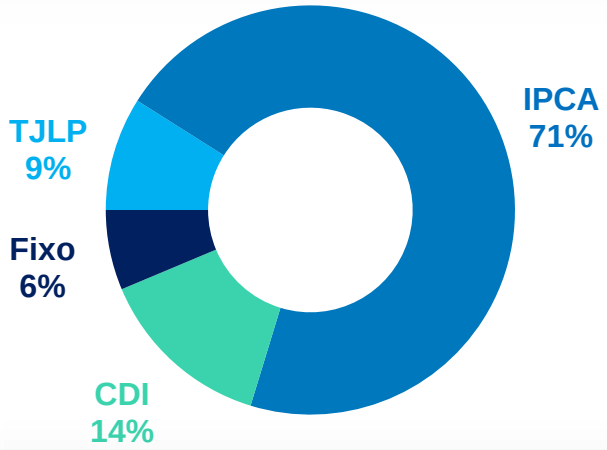
Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento.

Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



Prazo médio da dívida: 6,9 anos

Composição do endividamento



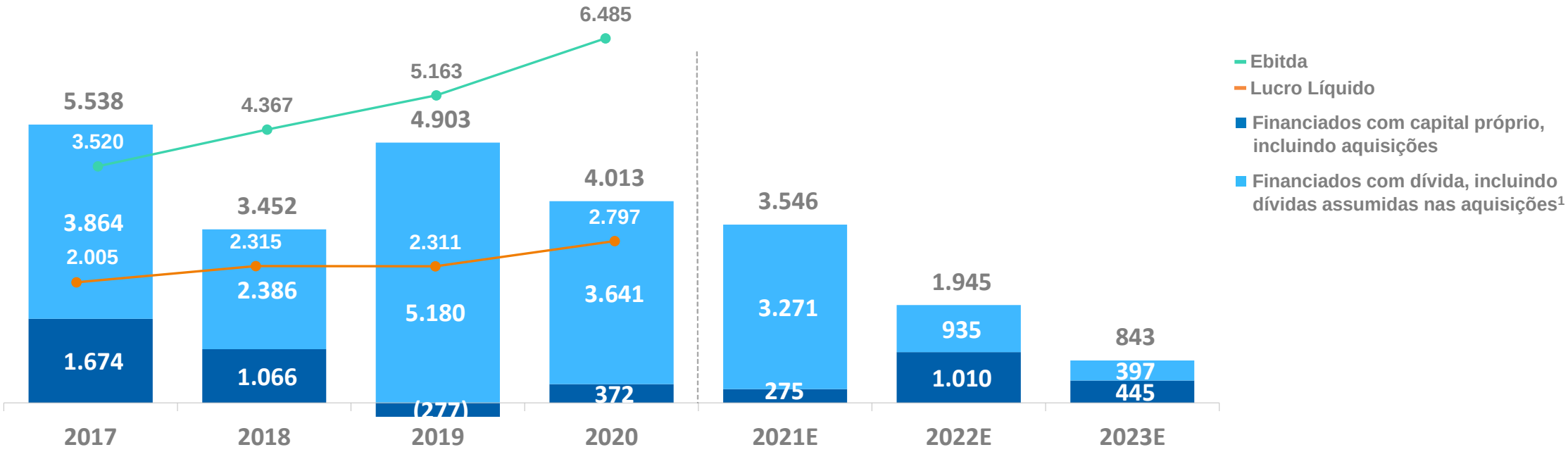
Custo nominal da dívida: 12,8% a.a.
(equivalente a IPCA + 2,3%)
(6,8% - equiv. a IPCA + 3,5% - no 3T20)

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)

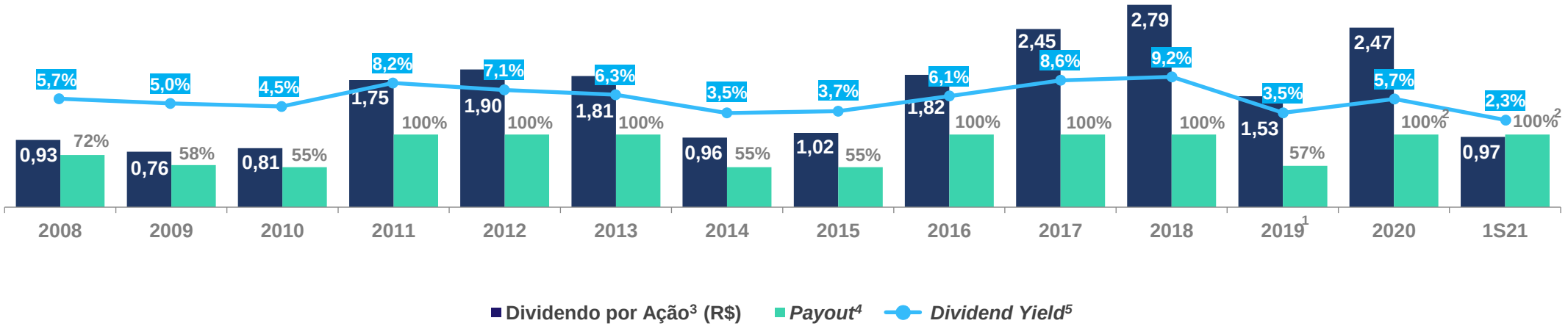


Notas:
[1] Não considera juros incorridos sobre a construção.

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)



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)	3T21	3T20	Var.	9M21	9M20	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.389	3.209	**5,6%**	9.772	8.490	**15,1%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.509	1.209	**24,8%**	4.148	3.505	**18,4%**
Ebitda [1]	1.749	1.433	**22,1%**	4.857	4.196	**15,8%**
Ebitda Ajustado [2]	1.698	1.433	**18,5%**	4.969	4.044	**22,9%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	51,6	44,7	**6,9 p.p.**	49,7	49,4	**0,3 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) Ajustada [2]	50,1	44,7	**5,5 p.p.**	50,9	48,1	**2,8 p.p.**
Lucro Líquido	639	490	**30,4%**	1.487	1.768	**-15,9%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) [3]	31,9	33,4	**-1,5 p.p.**	31,9	33,4	**-1,5 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) [4]	23,7	19,0	**4,8 p.p.**	23,7	19,0	**4,8 p.p.**
Dívida Líquida [5]	14.173	11.207	**26,5%**	14.173	11.207	**26,5%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [6]	5.460	5.559	**-1,8%**	4.462	3.793	**17,6%**
Energia Vendida (MW médios) [7]	3.745	4.386	**-14,6%**	4.000	4.266	**-6,2%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [8]	217,52	195,13	**11,5%**	209,11	194,08	**7,7%**
Número de Empregados - Total	1.577	1.584	**-0,4%**	1.577	1.584	**-0,4%**
Empregados EBE	1.461	1.460	**0,1%**	1.461	1.460	**0,1%**
Empregados em Projetos em Construção	116	124	**-6,5%**	116	124	**-6,5%**

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 dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
[4] ROIC: taxa efetiva x EBIT / 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*.

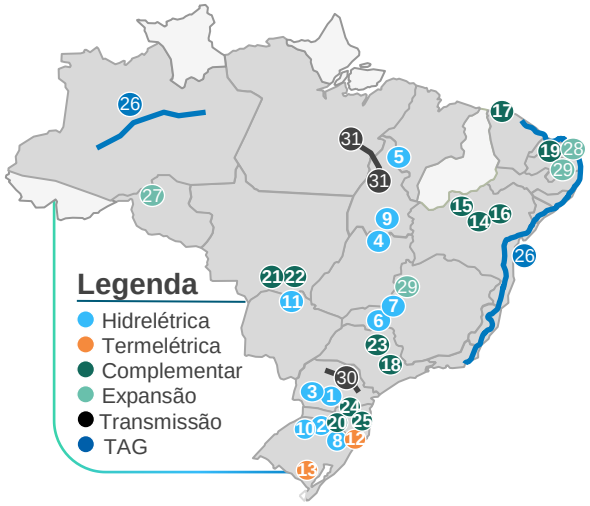
Portfólio Balanceado de Ativos

	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	Complexo Jorge Lacerda[3]	857,0	649,9
13	Pampa Sul	345,0	323,5
	Total	**1.202,0**	**973,4**

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
14	Conjunto Campo Largo II (Eólica)[4]	361,2	192,5
15	Conjunto Umburanas (Eólica)[5]	360,0	213,3
16	Conjunto Campo Largo I (Eólica)[4]	326,7	166,5
17	Conjunto Trairi (Eólica)[6]	212,6	97,2
18	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6
19	Assú V (Solar)	34,0	9,2
20	Lages (Biomassa)	28,0	13,7
21	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
22	José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9
23	Ibitiúva (Biomassa)	22,9[2]	13,6[2]
24	Nova Aurora (Solar)	3,0	0,3
25	Tubarão (Eólica)	2,1	0,3
	Total	**1.482,0**	**768,1**

Capacidade instalada de geração de energia de **9.075,7 MW (5.159,2 MWm), 4.500 Km** de gasodutos em operação e **~2.800 Km** de linhas de transmissão em implantação.



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

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

	Transmissão	Tamanho	Subestações
30	Gralha Azul	~ 1.000 km	5
31	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] Complexo composto por três usinas. Em 30 de agosto de 2021, foi assinado com a FRAM Capital Contrato de Compra e Venda de Quotas para alienação do Complexo. O fechamento da operação ocorreu após o final do 3T21 e aguarda autorização da Aneel para transferência do ativo, motivo pelo qual o Complexo foi mantido nessa estrutura.
[4] Conjuntos compostos por 11 centrais eólicas.
[5] Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
[6] Conjunto composto de oito centrais eólicas.
[7] 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.

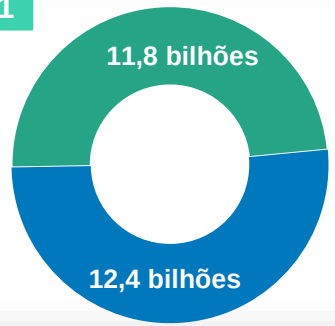
Detalhamento dos contratos

Gasoduto	Tamanho aprox. (km)	Maturidade do Contrato[1]	Término da Autorização	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida[2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-2033	mar-2039	30,3	37,8%	IGPM/PPI/FX
Malha NE	2.000	dez-2025	mar-2039	21,6	22,4%	IGPM
Pilar-Ipojuca	200	nov-2031	nov-2041	15,0	5,9%	IGPM
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-2030	nov-2040	6,7	33,9%	IGPM/IPCA
Lagoa Parda Vitória	100		Em negociação		-	IGPM
Total	**~4.500**			**73,6**	**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.

Composição da Dívida – TAG

em 30/09/2021



Mercado externo

Mercado interno

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

Mercado externo[2]: Libor + *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 30/09/21 de R$ 5,4394 e está atrelada ao faturamento em dólar americano de uma parcela do contrato Gasene, havendo assim uma simetria entre a receita e o serviço da dívida.

Balanço de Energia em 30/09/2021

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 16 anos no ACR e de 4 anos no ACL[1]

(em MW médio)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.680	4.335	4.483	4.550	4.540	4.537				
+ Compras para Revenda	1.260	1.265	992	813	353	307				
= Recursos Totais (A)	**5.940**	**5.600**	**5.475**	**5.363**	**4.893**	**4.844**				
Vendas Leilões do Governo[2]	2.012	2.012	2.012	2.007	1.994	1.984				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	258,6	232,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	284,4	255,5
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	296,2	266,1
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	265,9	238,9
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	418,4	403,1
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	2	-	158,1	ago-08	311,5	300,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	14	14	14	9	8	-	-	-	311,3	300,0
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	270,0	242,6
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	283,8	273,4
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	192,3	174,5
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	241,1	218,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	370,2	336,0
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	192,6	174,8
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	166,6	158,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	193,2	184,3
+ Vendas Bilaterais	3.197	2.973	2.511	1.993	1.427	939				
= Vendas Totais (B)	**5.209**	**4.985**	**4.523**	**4.000**	**3.421**	**2.923**				
Saldo (A - B)	**731**	**615**	**952**	**1.363**	**1.472**	**1.921**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	203,4	212,2	208,5							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	198,5	178,4	161,6							

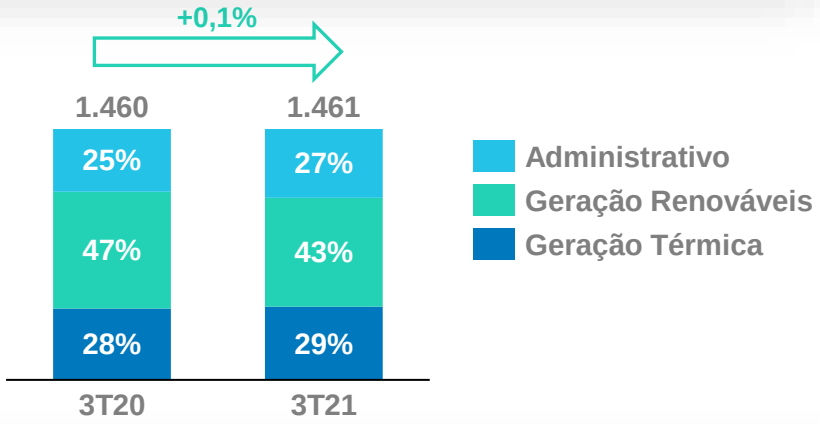
[2] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

[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.

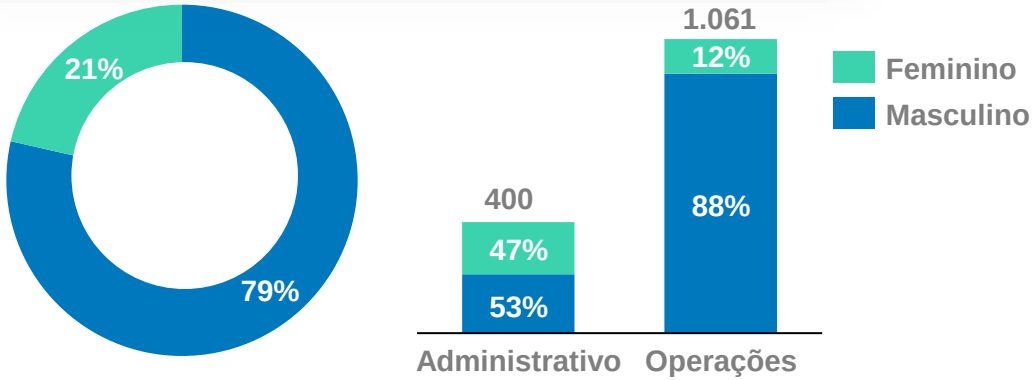
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Força de Trabalho[1]

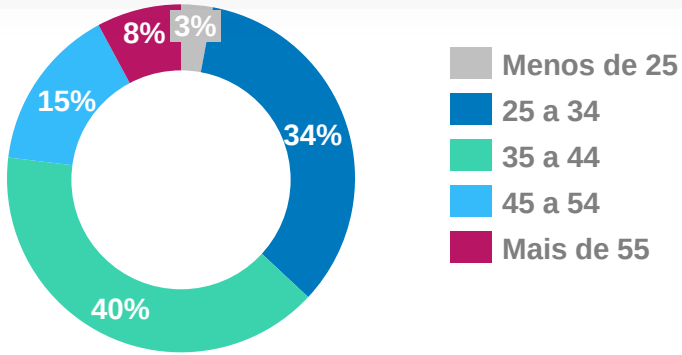
Número de empregados



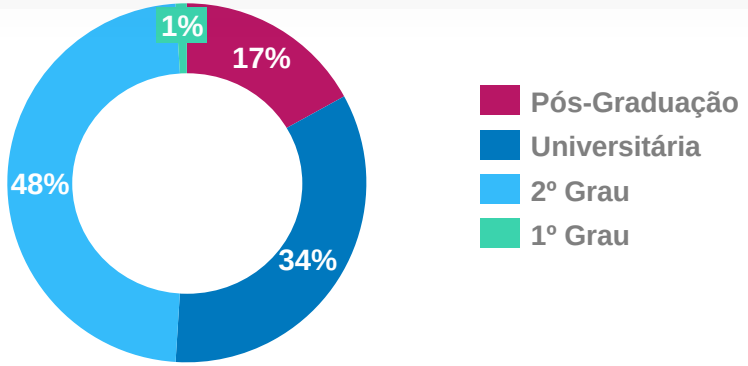
Por gênero



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]	3T21	3T20	Variação	9M21	9M20	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia - Gestão de Emissões	102-7, EU1	71	60	11	71	60	11
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.796	10.431	3,5%	10.796	10431	3,5%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	9.076	8.710	4,2%	9.076	8.710	4,2%
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	75,3%	77,9%	-2,6 p.p.	75,3%	77,9%	-2,6 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	88,9%	88,5%	0,4 p.p.	88,9%	88,5%	0,4 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	12.056	12.274	-1,8%	29.238	24.944	17,2%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	9.150	9.196	-0,5%	21.853	18.075	20,9%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	75,9%	74,9%	1,0 p.p.	74,7%	72,5%	2,3 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	10.514	10.889	-3,4%	24.523	21.173	15,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	87,2%	88,7%	-1,5 p.p.	83,9%	84,9%	-1,0 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,9%	96,3%	1,6 p.p.	96,8%	95,5%	1,3 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	89,9%	90,1%	-0,2 p.p.	89,1%	89,8%	-0,7 p.p.
16	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	120.672	77.843	55,0%	298.802	238.220	25,4%
17		Número de visitantes às usinas e educação ambiental		413-1	23.852	8.779	171,7%	84.851	18.712	353,5%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		305-1, 305-2, 305-3	0,620	0,646	-4,1%	0,870	0,692	25,7%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		305-1, 305-2, 305-3	0,119	0,073	63,1%	0,160	0,105	52,8%
20	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	0,000	1,561	↓	0,168	0,282	↓
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]		403-2	0,000	0,023	↓	0,000	0,008	↓
22		Taxa de Frequência (TF) obras[4]		403-2	3,230	1,033	↑	1,601	0,687	↑
23		Visitas Gerenciais de Saúde e Segurança - VGS		403-2	346	505	Não Aplic.	1.257	964	Não Aplic.
24		Registro de Situações de Risco e Quase Acidentes		403-2	1.102	2.064	Não Aplic.	4.104	3.979	Não Aplic.
25	Responsabilidade 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	516,9	1.694,0	-69,5%	4.209,6	6.197,0	-32,1%
26		Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência - FIA		201-1, 413-1	186,0	92,0	102,2%	650,0	562,2	15,6%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura - Rouanet		201-1, 413-1	780,0	1.958,0	-60,2%	3.016,0	2.171,0	38,9%
28		Investimentos pela Lei de Incentivo ao Esporte		201-1, 413-1	0,0	240,0	-	287,4	240,0	19,8%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		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	221,0	-86,4%	60,0	800,8	-92,5%

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] Os indicadores de Saúde e Segurança passaram por uma mudança metodológica no início de 2021, razão pela qual não há comparativos com períodos anteriores.
[4] GRI: *Global Reporting Initiative*, versão *Standards* e complemento setorial G4.
[5] TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
[6] TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
[7] Valores em milhares de reais (R$).

Contatos

Eduardo Sattamini
Diretor Presidente e de Relações com Investidores
eduardo.sattamini@engie.com

Equipe de Relações com Investidores:

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

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