Períodos findos em
31.03.2025 e 31.03.2024

Informações Trimestrais



Conjunto Eólico Serra do Assuruá

ENGIE Brasil Energia S.A.
CNPJ: 02.474.103/0001-19
NIRE: 42 3 0002438-4

R. Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064
Agronômica - Florianópolis – SC
CEP 88025-255

GLOSSÁRIO

ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ADR: *American Depositary Receipts*
AGO: Assembleia Geral Ordinária
ANA: Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APR: Ações Preferenciais Resgatáveis
AVJ: Ajuste de Valor Justo
AVM: Ajuste de Variação Monetária
B3: Brasil, Bolsa, Balcão
BASA: Banco da Amazônia
BD: Benefício Definido
BNB: Banco do Nordeste do Brasil
BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CADE: Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAR: Curva de Aversão ao Risco
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDI: Certificado de Depósito Interbancário
CDP: Customer Data Platform
CDPQ: Caisse de Dépôt et Placement du Québec
COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPC: Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CSLL: Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CVM: Comissão de Valores Mobiliários
ESS: Encargos de Serviços do Sistema
EOL: Eólica
GASENE: Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste
GC: Gratificação de Confidencialidade
GSF: *Generation Scaling Factor*
GWh: Gigawatt-hora
HFC: *Hedge* de Fluxo de Caixa
HSBC: Hong Kong and Shanghai Banking Corporation
IASB: International Accounting Standards Board
ICMS: Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
ICPC: Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
IFRS: International Financial Reporting Standards
IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IR: Imposto de Renda
ISSQN: Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza
JCP: Juros sobre Capital Próprio
KM: Quilômetro
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia
MUFG: Mitsubishi UFJ Financial Group
MW: Megawatt
MWh: Megawatt-hora
NDF: *Non-Deliverable Forward*
O&M: Operação e Manutenção
OCPC: Orientação Técnica Contábil do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
ONS: Operador Nacional do Sistema
PCH: Pequenas Central Hidrelétrica
PIS: Programa de Integração Social
PLD: Preço de Liquidação de Diferenças
PREVIG: Sociedade de Previdência Complementar
RAP: Receita Anual Permitida
RBO: Retorno da Bonificação pela Outorga
RCA: Reunião do Conselho de Administração
RTP: Revisão Tarifária Periódica
SPA: *Share Purchase Agreement* ou Contrato de Aquisição de Ações
SUDAM: Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia
SUDENE: Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
SOFR: Secured Overnight Financing Rate
TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo
UBP: Uso de Bem Público
UHE: Hidrelétricas
V.M.: Variação Monetária

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE MARÇO DE 2025 E 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais)

ATIVO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	2.780.025	1.659.976	5.574.639	3.958.758
Contas a receber de clientes	4	743.969	577.049	1.108.224	1.174.405
Crédito de imposto de renda e contribuição social		406.497	403.482	487.306	490.704
Dividendos a receber		1.283.421	1.283.421	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13	-	-	8.366	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	126.165	34.844
Depósitos vinculados	5	26.617	28.130	50.013	37.274
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	402.225	395.040
Ativo de contrato	7	-	-	678.835	646.028
Outros ativos circulantes	8	157.933	167.441	366.255	402.090
		5.398.462	**4.119.499**	**8.802.028**	**7.193.813**
Ativos não circulantes mantidos para venda		4.577	4.577	4.577	4.577
		5.403.039	**4.124.076**	**8.806.605**	**7.198.390**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	13	15.704	55.305	15.704	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	22.288	7.289
Depósitos vinculados	5	25.998	13.545	389.753	360.682
Depósitos judiciais		62.754	59.469	79.988	72.591
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	3.120.327	3.070.039
Ativo de contrato	7	-	-	7.500.007	7.028.394
Outros ativos não circulantes	8	657.202	638.351	835.267	793.486
		761.658	**766.670**	**11.963.334**	**11.387.786**
Investimentos	**9**	**24.138.642**	**22.555.147**	**1.349.868**	**1.250.625**
Imobilizado	**10**	**3.040.098**	**3.084.093**	**25.704.741**	**25.186.537**
Intangível	**11**	**1.996.159**	**2.071.481**	**4.936.673**	**5.088.963**
		29.936.557	**28.477.391**	**43.954.616**	**42.913.911**
TOTAL DO ATIVO		**35.339.596**	**32.601.467**	**52.761.221**	**50.112.301**

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE MARÇO DE 2025 E 31 DE DEZEMBRO DE 2024
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	12	329.673	306.783	915.038	1.099.881
Dividendos e juros sobre o capital próprio		1.323.149	1.534.579	1.333.482	1.595.587
Instrumentos de dívida	14	1.760.853	1.659.643	2.775.468	2.620.932
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15	800.793	789.209	809.121	796.725
Obrigações fiscais e regulatórias		90.309	104.347	274.573	465.332
Obrigações trabalhistas		148.798	128.624	151.826	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	121.268	29.139
Provisões	17	5.531	5.531	5.826	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16	33.230	32.284	33.230	32.284
Outros passivos circulantes	19	67.288	51.580	489.655	496.338
		4.559.624	**4.612.580**	**6.909.487**	**7.273.026**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Instrumentos de dívida	14	12.280.205	10.193.871	23.569.188	21.514.004
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	13	-	-	21.977	6.986
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	15	4.507.907	4.515.743	4.564.337	4.572.379
Provisões	17	212.497	209.364	632.049	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria	16	227.908	231.977	227.908	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18	1.115.811	1.148.371	2.641.862	2.519.353
Outros passivos não circulantes	19	352.680	422.860	1.041.761	1.115.749
		18.697.008	**16.722.186**	**32.699.082**	**30.558.877**
TOTAL DO PASSIVO		**23.256.632**	**21.334.766**	**39.608.569**	**37.831.903**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	20	4.902.648	4.902.648	4.902.648	4.902.648
Reservas de capital	20	(176.543)	(176.543)	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros		6.386.073	6.386.073	6.386.073	6.386.073
Dividendos adicionais propostos		348.033	348.033	348.033	348.033
Ajustes de avaliação patrimonial	20	(159.400)	(193.510)	(159.400)	(193.510)
Lucros acumulados		782.153	-	782.153	-
		12.082.964	**11.266.701**	**12.082.964**	**11.266.701**
Participação de acionistas não controladores		-	-	1.069.688	1.013.697
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**12.082.964**	**11.266.701**	**13.152.652**	**12.280.398**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**35.339.596**	**32.601.467**	**52.761.221**	**50.112.301**

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2025	2024	2025	2024
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	21	**1.538.592**	**1.157.786**	**3.013.069**	**2.609.417**
CUSTOS OPERACIONAIS	22	**(951.726)**	**(466.846)**	**(1.372.321)**	**(1.094.412)**
LUCRO BRUTO		**586.866**	**690.940**	**1.640.748**	**1.515.005**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	22	(11.683)	(10.366)	(14.920)	(12.486)
Despesas gerais e administrativas	22	(83.074)	(92.856)	(84.776)	(96.814)
Alienação de subsidiária		4.313	-	4.313	-
Alienação de participação societária em controlada em conjunto		-	1.349.930	-	1.349.930
Outras receitas operacionais, líquidas		16.904	2.250	10.132	2.431
		(73.540)	**1.248.958**	**(85.251)**	**1.243.061**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	9	748.867	621.087	166.779	161.537
Amortização da mais valia	9	(515)	(515)	-	-
		748.352	**620.572**	**166.779**	**161.537**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**1.261.678**	**2.560.470**	**1.722.276**	**2.919.603**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	23	62.191	154.506	143.284	212.151
Despesas financeiras	23	(352.223)	(313.120)	(553.940)	(560.555)
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	23	(209.994)	(174.078)	(212.739)	(176.595)
		(500.026)	**(332.692)**	**(623.395)**	**(524.999)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**761.652**	**2.227.778**	**1.098.881**	**2.394.604**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	18	(25.509)	(526.670)	(153.950)	(622.694)
Diferido	18	32.560	(17.014)	(118.582)	(87.548)
		7.051	**(543.684)**	**(272.532)**	**(710.242)**
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		**768.703**	**1.684.094**	**826.349**	**1.684.362**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		768.703	1.684.094	768.703	1.684.094
Acionistas não controladores		-	-	57.646	268
		768.703	**1.684.094**	**826.349**	**1.684.362**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS		**0,94212**	**2,06402**	**0,94212**	**2,06402**

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		**768.703**	**1.684.094**	**826.349**	**1.684.362**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Serão reclassificados para o resultado					
***Hedges* de fluxo de caixa**					
(Perdas) ganhos não realizados originados no período	13	-	-	(46.694)	76.492
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(46.694)	76.492	-	-
Ganhos não realizados originados no período de controlada em conjunto	9	89.964	148.165	89.964	148.165
		43.270	**224.657**	**43.270**	**224.657**
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		**811.973**	**1.908.751**	**869.619**	**1.909.019**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		811.973	1.908.751	811.973	1.908.751
Acionistas não controladores		-	-	57.646	268
		811.973	**1.908.751**	**869.619**	**1.909.019**

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2025 E 2024

(Em milhares de reais)

				Reservas de lucros					Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação dos acionistas não controladores	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 31.12.2023		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**282.471**	**2.687.407**	**721.661**	**-**	**251.492**	**(786.895)**	**8.862.771**	**953.439**	**9.816.210**
Participação dos acionistas não controladores em subsidiárias adquiridas	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.546	**51.546**
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	1.684.094	-	-	**1.684.094**	268	**1.684.362**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13	-	-	-	-	-	-	-	-	76.492	**76.492**	-	**76.492**
Participação em controlada em conjunto	9	-	-	-	-	-	-	-	-	148.165	**148.165**	-	**148.165**
Dividendos e *JCP* prescritos		-	-	-	-	-	-	7.321	-	-	**7.321**	-	**7.321**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	9.422	(9.422)	-	-	-	-
Reserva de incentivos fiscais		-	-	-	2.600	-	-	(2.600)	-	-	-	-	-
Saldos em 31.03.2024		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**285.071**	**2.687.407**	**721.661**	**1.698.237**	**242.070**	**(562.238)**	**10.778.843**	**1.005.253**	**11.784.096**
Saldos em 31.12.2024		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**283.024**	**5.122.519**	**348.033**	**-**	**214.157**	**(407.667)**	**11.266.701**	**1.013.697**	**12.280.398**
Participação dos acionistas não controladores em subsidiárias adquiridas	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.655)	**(1.655)**
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	768.703	-	-	**768.703**	57.646	**826.349**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa	13	-	-	-	-	-	-	-	-	(46.694)	**(46.694)**	-	**(46.694)**
Participação em controlada em conjunto	9	-	-	-	-	-	-	-	-	89.964	**89.964**	-	**89.964**
Dividendos e *JCP* prescritos		-	-	-	-	-	-	4.290	-	-	**4.290**	-	**4.290**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	9.160	(9.160)	-	-	-	-
Saldos em 31.03.2025		**4.902.648**	**(176.543)**	**980.530**	**283.024**	**5.122.519**	**348.033**	**782.153**	**204.997**	**(364.397)**	**12.082.964**	**1.069.688**	**13.152.652**

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)
PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	2025	2024	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		761.652	2.227.778	1.098.881	2.394.604
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:					
Resultado de participações societárias	9	(748.352)	(620.572)	(166.779)	(161.537)
Depreciação e amortização	10/11	106.123	105.715	321.925	245.717
Juros e variação monetária	23	408.643	263.446	590.883	496.522
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	23	209.994	174.078	212.739	176.595
Alienação de subsidiária		(4.313)	-	(4.313)	-
Alienação de participação societária em controlada em conjunto		-	(1.349.930)	-	(1.349.930)
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	13/14	(64.555)	29.946	(64.555)	29.946
Remuneração de ativo financeiro de concessão	6	-	-	(150.602)	(135.220)
Remuneração de ativo de contrato	7	-	-	(309.572)	(254.476)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	7	-	-	(355.105)	(27.846)
Perdas por ineficiência na construção	7	-	-	-	2.030
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidas	13	-	-	800	5.290
Outros		43.442	(5.570)	46.551	(7.855)
Lucro antes dos tributos ajustado		**712.634**	**824.891**	**1.220.853**	**1.413.840**
(Aumento) redução nos ativos					
Contas a receber de clientes		(165.713)	(45.757)	67.213	38.432
Crédito de imposto de renda e contribuição social		(16.908)	(184)	(39.119)	(6.262)
Depósitos vinculados e judiciais		(20)	11.121	(14.479)	16.844
Ativo financeiro de concessão	6	-	-	93.129	90.257
Ativo de contrato	7	-	-	160.257	158.789
Outros ativos		2.551	20.318	52.397	49.321
(Redução) aumento nos passivos					
Fornecedores		20.984	(11.534)	(69.087)	49.637
Obrigações fiscais e regulatórias		15.803	(10.955)	11.456	(6.661)
Obrigações trabalhistas		20.174	22.377	20.838	22.637
Obrigações com benefícios de aposentadoria		(11.906)	(11.454)	(11.906)	(11.454)
Outros passivos		2.842	(4.063)	(31.678)	(37.529)
Caixa gerado pelas operações		**580.441**	**794.760**	**1.459.874**	**1.777.851**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	13/14	(123.975)	(97.106)	(265.458)	(228.562)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(9.725)	(498.519)	(324.490)	(650.220)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		**446.741**	**199.135**	**869.926**	**899.069**

Continua na próxima página

Continuação

		Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Atividades de investimento					
Dividendos recebidos de controladas e controladas em conjunto		157.500	546.974	157.500	325.000
Aumento de capital em controladas	9	(949.373)	(3.345.489)	-	-
Ajuste de preço (pagamento) na aquisição de subsidiárias	9	-	-	16.320	(2.361.046)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida		-	-	-	272.020
Alienação de participação societária em controlada em conjunto		-	2.780.265	-	2.780.265
Recebimento pela alienação de subsidiárias, líquido dos custos de venda		4.313	-	4.313	-
Aplicação no imobilizado e no intangível	10/11	(27.811)	(26.347)	(755.308)	(1.083.192)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	19	-	-	(489)	(84.904)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	15	(206.246)	(197.669)	(208.385)	(199.737)
Outros		(194)	(6)	(194)	(6)
Caixa líquido das atividades de investimento		**(1.021.811)**	**(242.272)**	**(786.243)**	**(351.600)**
Atividades de financiamento					
Ingresso de instrumentos de dívida	14	1.955.869	196.247	1.955.869	253.652
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de *hedge*	13/14	-	(623.208)	(151.668)	(767.361)
Pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio bruto de imposto de renda		(248.694)	(21.351)	(250.398)	(21.351)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida		(12.056)	(133)	(21.605)	(5.931)
Caixa líquido das atividades de financiamento		**1.695.119**	**(448.445)**	**1.532.198**	**(540.991)**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa		**1.120.049**	**(491.582)**	**1.615.881**	**6.478**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa					
Saldo inicial	3	1.659.976	3.250.488	3.958.758	5.255.767
Saldo final	3	2.780.025	2.758.906	5.574.639	5.262.245
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa		**1.120.049**	**(491.582)**	**1.615.881**	**6.478**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 28 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4
DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2025 E 2024
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	1.705.067	1.286.904	2.422.594	2.417.089
Remuneração de ativo de contrato	-	-	309.572	254.476
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	150.602	135.220
Receita de construção de geração	-	-	474.997	1.104.978
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	355.105	27.846
Alienação de subsidiária	4.313	-	4.313	-
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	1.349.930	-	1.349.930
Outras receitas operacionais, líquidas	16.904	2.250	10.132	2.431
	1.726.284	**2.639.084**	**3.727.315**	**5.291.970**
(-) Insumos				
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	(107.014)	(112.238)	(190.287)	(171.621)
Compras de energia	(577.070)	(113.536)	(184.858)	(374.401)
Materiais e serviços de terceiros	(52.042)	(57.880)	(144.937)	(136.995)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(26.668)	(4.411)	(49.414)	(22.754)
Seguros	(12.352)	(10.797)	(34.442)	(26.147)
Custos com construção de usinas	-	-	(333.733)	(1.017.653)
Custos com construção de infraestrutura de transmissão	-	-	(325.418)	(26.061)
Outros	(14.725)	(15.562)	(38.217)	(16.788)
	(789.871)	**(314.424)**	**(1.301.306)**	**(1.792.420)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**936.413**	**2.324.660**	**2.426.009**	**3.499.550**
Depreciação e amortização	(106.123)	(105.715)	(321.925)	(245.717)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**830.290**	**2.218.945**	**2.104.084**	**3.253.833**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	62.191	154.506	143.284	212.151
Resultado de participações societárias	748.352	620.572	166.779	161.537
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**1.640.833**	**2.994.023**	**2.414.147**	**3.627.521**

Continua na próxima página

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2025	%	2024	%	2025	%	2024	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	61.345	3,7	53.490	1,8	69.491	2,9	60.909	1,7
Benefícios	13.736	0,8	13.851	0,5	16.224	0,7	15.615	0,4
Participação nos resultados	8.588	0,5	8.644	0,2	9.783	0,4	10.131	0,3
FGTS	3.383	0,2	3.241	0,1	3.827	0,2	3.651	0,1
	87.052	**5,2**	**79.226**	**2,6**	**99.325**	**4,2**	**90.306**	**2,5**
Do governo								
Impostos federais	157.696	9,6	672.705	22,5	497.064	20,6	934.761	25,8
Impostos estaduais	5.512	0,3	4.812	0,2	5.918	0,2	5.249	0,1
Impostos municipais	1.062	0,1	994	-	1.072	-	1.005	-
Encargos setoriais	58.316	3,6	65.994	2,2	75.422	3,1	85.555	2,4
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	209.994	12,8	174.078	5,8	212.739	8,8	176.595	4,9
	432.580	**26,4**	**918.583**	**30,7**	**792.215**	**32,7**	**1.203.165**	**33,2**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	351.036	21,4	298.837	10,0	525.661	21,8	527.554	14,5
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	141.264	5,9	87.325	2,4
Aluguéis	310	-	1.348	-	3.004	0,1	4.331	0,1
Outras despesas financeiras	1.152	0,1	11.935	0,4	26.329	1,1	30.478	0,8
	352.498	**21,5**	**312.120**	**10,4**	**696.258**	**28,9**	**649.688**	**17,8**
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	-	-	2.600	0,1	-	-	2.600	0,1
Realização do custo atribuído	(9.160)	(0,6)	(9.422)	(0,3)	(9.160)	(0,4)	(9.422)	(0,3)
Dividendos e JCP prescritos	(4.290)	(0,3)	(7.321)	(0,2)	(4.290)	(0,2)	(7.321)	(0,2)
Acionista não controladores	-	-	-	-	57.646	2,4	268	-
Lucro líquido do período	782.153	47,8	1.698.237	56,7	782.153	32,4	1.698.237	46,9
	768.703	**46,9**	**1.684.094**	**56,3**	**826.349**	**34,2**	**1.684.362**	**46,5**
	1.640.833	**100,0**	**2.994.023**	**100,0**	**2.414.147**	**100,0**	**3.627.521**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais.

Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 1T25 X 1T24 (R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
1T25					
Receita operacional líquida	2.275	691	47	-	3.013
Custos operacionais	(984)	(342)	(46)	-	(1.372)
Lucro bruto	**1.291**	**349**	**1**	**-**	**1.641**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(94)	(4)	(2)	-	(100)
Outras receitas operacionais, líquidas	10	-	-	-	10
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	167	167
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.211**	**345**	**(1)**	**167**	**1.722**
1T24					
Receita operacional líquida	2.254	301	54	-	2.609
Custos operacionais	(996)	(42)	(56)	-	(1.094)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.258**	**259**	**(2)**	**-**	**1.515**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(98)	(10)	(1)	-	(109)
Outras despesas operacionais, líquidas	2	-	-	-	2
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.350	1.350
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	162	162
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.162**	**249**	**(3)**	**1.512**	**2.920**
Variação					
Receita operacional líquida	21	390	(7)	-	404
Custos operacionais	12	(300)	10	-	(278)
Lucro bruto	**33**	**90**	**3**	**-**	**126**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	4	6	(1)	-	9
Outras receitas operacionais, líquidas	8	-	-	-	8
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.350)	(1.350)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	5	5
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**49**	**96**	**2**	**(1.345)**	**(1.198)**

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

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

Receita Operacional Líquida

Receita por segmento – 1T25 X 1T24 (em R$ milhões)

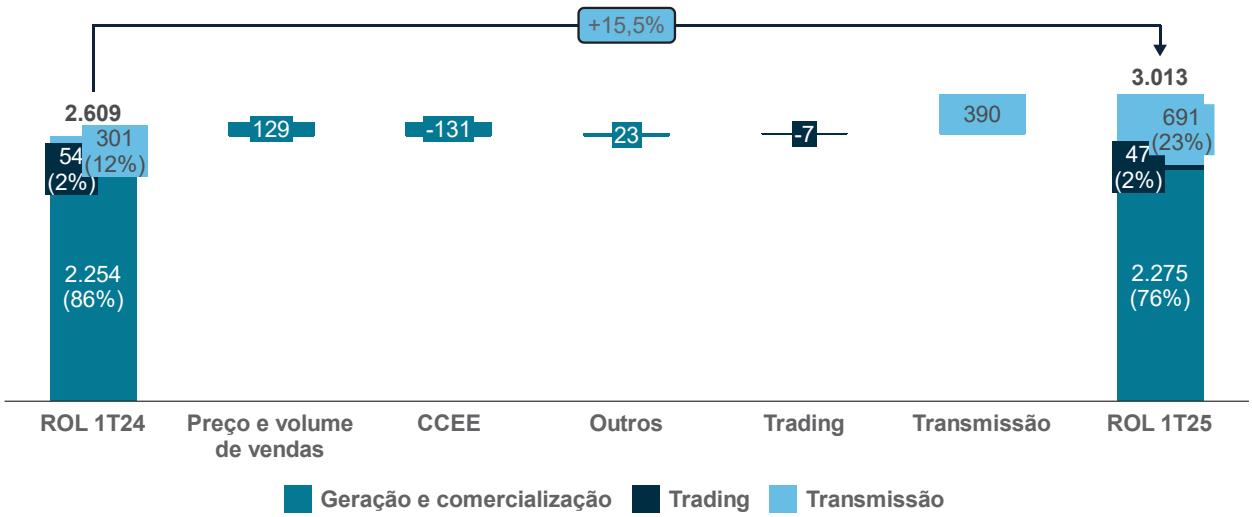
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T25				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.092	-	-	1.092
Ambiente de contratação livre[2]	960	-	-	960
Remuneração dos ativos de concessão	151	310	-	461
Receita de construção	-	355	-	355
Receita de serviços prestados	38	26	-	64
Operações de *trading* de energia	-	-	47	47
Transações de energia no mercado de curto prazo	23	-	-	23
Outras receitas	11	-	-	11
Receita operacional líquida	**2.275**	**691**	**47**	**3.013**
1T24				
Ambiente de Contratação Regulado	1.005	-	-	1.005
Ambiente de Contratação Livre	918	-	-	918
Remuneração dos ativos de concessão	135	254	-	389
Receita de construção	-	29	-	29
Receita de serviços prestados	37	18	-	55
Operações de *trading* de energia	-	-	54	54
Transações de energia no mercado de curto prazo	154	-	-	154
Outras receitas	5	-	-	5
Receita operacional líquida	**2.254**	**301**	**54**	**2.609**
Variação				
Ambiente de Contratação Regulado	87	-	-	87
Ambiente de Contratação Livre	42	-	-	42
Remuneração dos ativos de concessão	16	56	-	72
Receita de construção	-	326	-	326
Receita de serviços prestados	1	8	-	9
Operações de *trading* de energia	-	-	(7)	(7)
Transações de energia no mercado de curto prazo	(131)	-	-	(131)
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	**21**	**390**	**(7)**	**404**

[1] *Distribuidoras de energia elétrica.*
[2] *Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.*

No 1T25, a receita operacional líquida aumentou 15,5% (R$ 404 milhões) quando comparada ao 1T24, passando de R$ 2.609 milhões para **R$ 3.013 milhões.**

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 390 milhões (129,6%), ocasionada, substancialmente, pela evolução da construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, a qual impactou no crescimento da receita operacional líquida do segmento de transmissão; (ii) acréscimo de R$ 21 milhões (0,9%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) redução de R$ 7 milhões (13,0%) no segmento de *trading*. Mais detalhes dos segmentos de transmissão e *trading* estão descritos a seguir em item específico.

Receita Operacional Líquida por Segmento *(R$ milhões)*



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 213,98/MWh no 1T25. Esse valor foi 3,8% inferior** ao do 1T24, que foi de R$ 222,34/MWh.

Durante os anos de 2024 e 2025 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R$ 224,35/MWh no 1T24, para **R$ 218,50/MWh no 1T25, redução de 2,6%.**

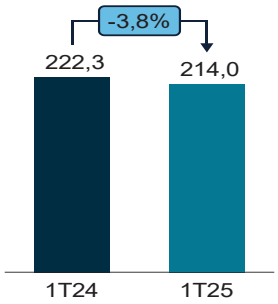
A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhoria contínua nas condições hidrológicas registradas nos últimos anos, aliada ao aumento na oferta de energias renováveis e ao crescimento da geração distribuída, fatores que contribuíram para a queda dos preços de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Adicionalmente, o agravamento do cenário hidrológico em 2024, que impulsionou uma elevação nos preços de energia no mercado, não gerou impactos relevantes no 1T25, devido ao baixo nível de descontratação do nosso portfólio; (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; parcialmente atenuada pela (iii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"), ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia; e (iv) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 8.649 GWh (3.960 MW médios) no 1T24, para **9.588 GWh (4.439 MW médios) no 1T25**, um acréscimo de 939 GWh (479 MW médios), ou 12,1%, entre os períodos comparados.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo acréscimo do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados, oriundo da finalização da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ocorrida no segundo semestre de 2024, e das entradas em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorridos durante 2024 e o primeiro trimestre de 2025, respectivamente.

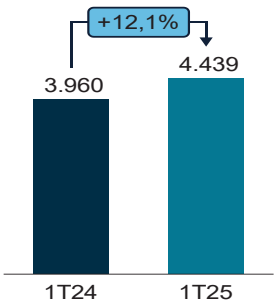
As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 129 milhões no trimestre, na receita operacional líquida da Companhia.

Preço Médio Líquido de Vendas[1]



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

Volume de Vendas[2]



[2] Líquido de operações de *trading*.

Transações de Energia

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.092 milhões no 1T25, R$ 87 milhões (8,7%) superior aos R$ 1.005 milhões auferidos no 1T24. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 76 milhões em função do acréscimo de 255 GWh (136 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) elevação de R$ 11 milhões com o acréscimo de 1,0% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos somada à sazonalização das vendas.

O aumento do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivado, principalmente, (i) pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, ativos com energia contratada a preços superiores às demais receitas no Ambiente Regulado; (ii) atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação; e atenuado (iii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 3,2% entre os trimestres.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R$ 42 milhões (4,6%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 918 milhões no 1T24 para **R$ 960 milhões no 1T25**. A variação resulta do aumento de 684 GWh (343 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 111 milhões), atenuada pelo decréscimo de 7,5% no preço médio líquido de vendas (R$ 69 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelas entradas em operação dos Conjuntos citados no tópico anterior, ocasionando maior quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia. Já a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada principalmente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, ocasionado pela melhora no cenário hidrológico, conforme explicado anteriormente, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T25, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 23 milhões**, enquanto no 1T24 foi de R$ 154 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 131 milhões (85,1%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 135 milhões, no 1T24, para **R$ 151 milhões no 1T25, acréscimo de R$ 16 milhões (11,9%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

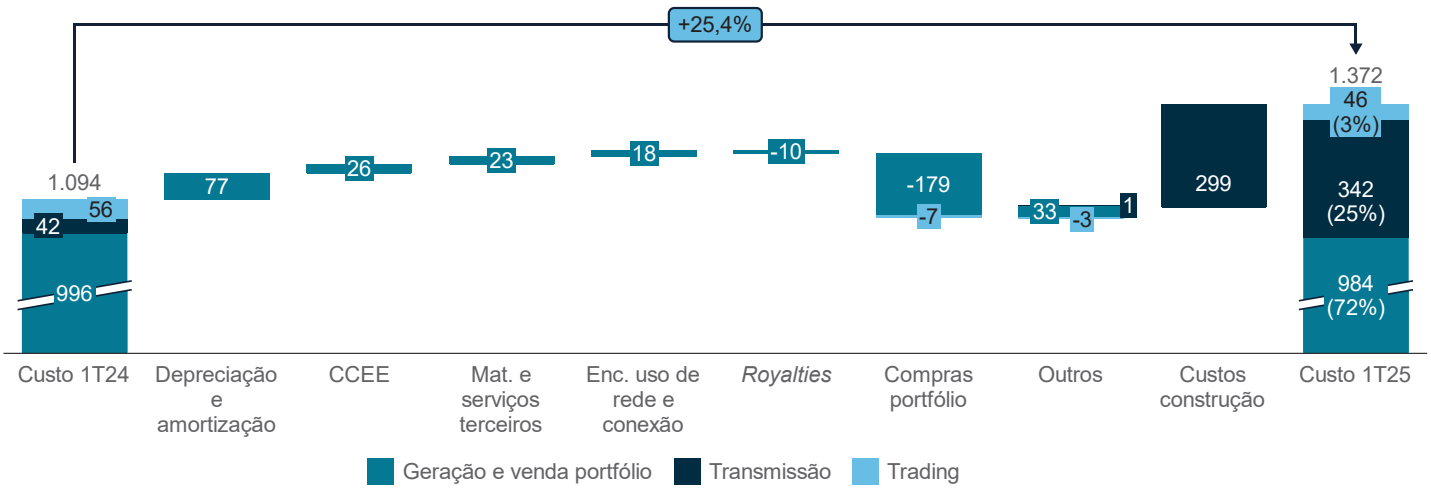
Custos Operacionais

Custos por segmento – 1T25 x 1T24 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T25				
Custos de construção	-	325	-	325
Depreciação e amortização	309	3	-	312
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	190	-	-	190
Compras de energia	139	-	45	184
Materiais e serviços de terceiros	111	8	-	119
Pessoal	61	2	-	63
Royalties	53	-	-	53
Transações de energia no mercado de curto prazo	49	-	-	49
Seguros	34	-	-	34
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	1	1
Outros custos operacionais, líquidos	38	4	-	42
Custos operacionais	**984**	**342**	**46**	**1.372**
1T24				
Custos de construção	-	26	-	26
Depreciação e amortização	232	3	-	235
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	172	-	-	172
Compras de energia	318	-	52	370
Materiais e serviços de terceiros	88	8	-	96
Pessoal	58	2	-	60
Royalties	63	-	-	63
Transações no mercado de curto prazo	23	-	-	23
Seguros	25	1	-	26
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	17	2	-	19
Custos operacionais	**996**	**42**	**56**	**1.094**
Variação				
Custos de construção	-	299	-	299
Depreciação e amortização	77	-	-	77
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	18	-	-	18
Compras de energia	(179)	-	(7)	(186)
Materiais e serviços de terceiros	23	-	-	23
Pessoal	3	-	-	3
Royalties	(10)	-	-	(10)
Transações no mercado de curto prazo	26	-	-	26
Seguros	9	(1)	-	8
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(3)	(3)
Outros custos operacionais, líquidos	21	2	-	23
Custos operacionais	**(12)**	**300**	**(10)**	**278**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 278 milhões (25,4%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.094 milhões no 1T24 para **R$ 1.372 milhões no 1T25**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 300 milhões (714,3%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) redução de R$ 12 milhões (1,2%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) queda de R$ 10 milhões (17,9%) nos custos de operações de *trading* de energia.

Evolução dos Custos Operacionais | R$ milhões



As variações do segmento de geração e venda de energia do portfólio decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 77 milhões (33,2%), entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, em março de 2024; (ii) pelas entradas em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de agosto de 2024 e janeiro de 2025, respectivamente; e (iii) da finalização da entrada em operação comercial dos parques do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 18 milhões (10,5%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

- **Compras de energia:** entre o 1T24 e o 1T25 houve redução de R$ 179 milhões (56,3%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação da redução de 785 GWh (363 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 126 milhões) e redução de 27,5% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 53 milhões). A variação do volume decorre da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os períodos analisados. Já a variação dos preços médios de compras reflete a melhoria no cenário hidrológico nos momentos de contratação, conforme anteriormente mencionado, combinado com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores que pressionaram negativamente os preços de energia do mercado livre.

- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 23 milhões (26,1%) entre os trimestres analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho; (ii) pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** diminuição de R$ 10 milhões (15,9%) em decorrência, basicamente, da menor geração das usinas hidrelétricas durante o 1T25, quando comparado com o 1T24, suavizada pelo reajuste anual.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 26 milhões (113,0%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Seguros:** aumento de R$ 9 milhões (36,0%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho; e (iii) do reajuste anual das apólices.

- **Outros custos operacionais, líquidos:** o aumento de R$ 21 milhões decorre principalmente do reconhecimento no 1T25 de acordos realizados referentes ao período de construção dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

Os demais custos deste segmento não apresentaram variações relevantes entre os trimestres em análise.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Asa Branca, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta na prestação de serviços de construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente. Adicionalmente, em 8 de julho de 2024, a Companhia finalizou a implantação do projeto Gavião Real Transmissora de Energia com sua energização completa, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12 de julho de 2024.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 349 milhões positivos no 1T25, aumento de R$ 90 milhões (34,7%), em relação ao mesmo trimestre de 2024, cujo valor foi de R$ 259 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R$ 56 milhões (22,0%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos índices inflacionários; e (ii) do efeito positivo de R$ 27 milhões (900,0%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (aumentos de R$ 326 milhões e R$ 299 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 1T25 foi de R$ 186 milhões, (R$ 177 milhões no 1T24), sendo R$ 160 milhões (R$ 159 milhões no 1T24) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 26 milhões (R$ 18 milhões no 1T24) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	1T25	1T24	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	186	177	9
Custos operacionais	(14)	(13)	(1)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(4)	(10)	6
Ebitda regulatório de transmissão	**168**	**154**	**14**

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O resultado bruto entre os trimestres em análise cresceu R$ 3 milhões, passando de R$ 2 milhões de prejuízo no 1T24 para R$ 1 milhão de lucro no 1T25, motivado pelo aumento de R$ 3 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas ao PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

Resultado Líquido das Operações de Curto Prazo (em R$ milhões)

	Geração
1T25	
Receita operacional líquida	23
Custos operacionais	(49)
Resultado líquido	**(26)**
1T24	
Receita operacional líquida	154
Custos operacionais	(23)
Resultado líquido	**131**
Variação	
Receita operacional líquida	(131)
Custos operacionais	(26)
Resultado líquido	**(157)**

No 1T25 e no 1T24, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram negativos em R$ 26 milhões** e positivos R$ 131 milhões, respectivamente. O montante representa **redução de R$ 157 milhões entre os períodos comparados**, sendo proveniente do resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, atenuada pela variação positiva do PLD; (ii) efeito negativo no MRE, em virtude da redução da geração hidrelétrica das usinas entre os períodos, a qual apresentou condições hidrológicas mais favoráveis na região Sul e na Bacia do Tocantins no 1T24, não se repetindo no 1T25; e (iii) reduções nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados. Esses efeitos negativos foram atenuados pelo impacto positivo em virtude do aumento do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 90,3% no 1T24 para 107,7% no 1T25).

Cabe destacar que a evolução de preços nos diferentes submercados ocorrida no primeiro trimestre não resultou em impactos relevantes para a Companhia, visto que o volume excedente no nordeste neutralizou a citada diferença de preço.

Em dezembro de 2024, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2025 em R$ 751,73/MWh e R$ 58,60/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	1T25	1T24	Var. 1T (%)
Sul	161,87	61,14	164,8%
Sudeste/Centro-Oeste	160,10	61,14	161,9%
Nordeste	58,91	61,14	(3,6%)

Alienação de Participação Societária em Controlada em Conjunto

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28 de dezembro de 2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda.

Em 10 de janeiro de 2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28 de dezembro de 2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780 milhões, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. O resultado no 1T24 com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.350 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possui 17,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

	1T25		1T24			
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia[1]	100%	Participação da Companhia		
				32,5%[1]	17,5%[1]	Total
Receita operacional líquida	2.340	410	2.217	80	345	425
Custos dos serviços prestados	(606)	(106)	(606)	(20)	(95)	(115)
Lucro bruto	**1.734**	**304**	**1.611**	**60**	**250**	**310**
Despesas gerais e administrativas	(43)	(8)	(45)	(2)	(7)	(9)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.691**	**296**	**1.566**	**58**	**243**	**301**
Resultado financeiro	(494)	(86)	(410)	(15)	(64)	(79)
Lucro antes dos impostos	**1.197**	**210**	**1.156**	**43**	**179**	**222**
Imposto de renda e contribuição social	(244)	(43)	(315)	(11)	(49)	(60)
Lucro líquido da TAG	**953**	**167**	**841**			**162**

[1] *Até 9 de janeiro de 2024 a ENGIE Brasil energia detinha 32,5% das ações de TAG e a partir do dia 10 de janeiro de 2024 passou a deter 17,5% das ações.*

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do Ebitda da TAG, apresentamos a tabela abaixo:

	1T25		1T24			
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia		
				32,5%[1]	17,5%[1]	Total
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.691**	**296**	**1.566**	**58**	**243**	**301**
Depreciação e amortização	184	32	165	6	26	32
Amortização da mais valia	150	26	148	5	23	28
Ebitda[1]	**2.025**	**354**	**1.879**			**361**
Margem Ebitda	**86,5%**		**84,8%**			

[1] *Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.*

Entre o 1T24 e o 1T25, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 5 milhões (3,1%), passando de R$ 162 milhões para R$ 167 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, do aumento do lucro líquido da TAG, atenuado pela redução do percentual de participação da Companhia, ocorrida durante o 1T24.

Em relação ao aumento do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente, (i) do aumento do Ebitda devido, principalmente, pela atualização monetária das tarifas de transporte, em decorrência da variação positiva do IPCA, IGPM e dólar; e (i.ii) aumento da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema GASENE; (ii) da redução nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste); atenuada (iii) pelo aumento da despesa financeira líquida, oriundo, substancialmente, (iii.i) da emissão de debêntures ocorrida em junho de 2024; (iii.ii) da valorização do dólar e do aumento do saldo da dívida em dólar; (iii.iii) do crescimento dos índices inflacionários, suavizada (iii.iv) pela redução da SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e (iii.v) pelo crescimento das receitas financeiras; e (iv) do aumento da depreciação em decorrência do início da depreciação de novos ativos imobilizados.

Destaca-se que a redução significativa do imposto de renda e da contribuição social observada no 1T25 é resultado de aprovações de novos benefícios fiscais ocorridos no final do ano de 2024.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 eram estes:

Balanço Patrimonial	31/03/2025	31/12/2024
ATIVO		
Ativo circulante	**3.848**	**4.443**
Caixa e equivalentes de caixa	1.768	2.325
Contas a receber de clientes	1.865	1.830
Outros ativos circulantes	215	288
Ativo não circulante	**30.023**	**28.955**
Depósitos vinculados	1.620	326
Outros ativos não circulantes	164	155
Imobilizado	25.487	25.727
Intangível	2.752	2.747
Total	**33.871**	**33.398**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.573**	**4.377**
Instrumentos de dívida	3.869	3.432
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	7	7
Outros passivos circulantes	697	938
Passivo não circulante	**22.119**	**22.409**
Instrumentos de dívida	15.599	16.419
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	218	77
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.576	5.204
Outros passivos não circulantes	726	709
Patrimônio líquido	**7.179**	**6.612**
Total	**33.871**	**33.398**

Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 1T25 x 1T24 (em R$ milhões)

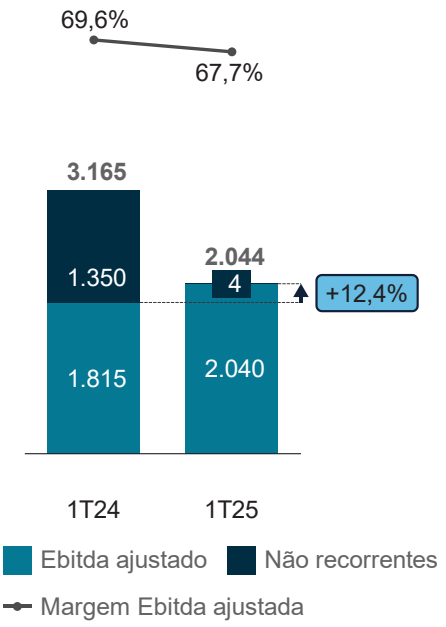
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
1T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.211	345	(1)	167	1.722
Depreciação e amortização	319	3	-	-	322
Ebitda[1]	**1.530**	**348**	**(1)**	**167**	**2.044**
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Ebitda ajustado	**1.526**	**348**	**(1)**	**167**	**2.040**
Margem Ebitda ajustada	**67,1%**	**50,4%**	**(2,1%)**	**-**	**67,7%**
1T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.162	249	(3)	1.512	2.920
Depreciação e amortização	242	3	-	-	245
Ebitda	**1.404**	**252**	**(3)**	**1.512**	**3.165**
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.350)	(1.350)
Ebitda ajustado	**1.404**	**252**	**(3)**	**162**	**1.815**
Margem Ebitda ajustada	**62,3%**	**83,7%**	**(5,6%)**	**-**	**69,6%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	49	96	2	(1.345)	(1.198)
Depreciação e amortização	77	-	-	-	77
Ebitda	**126**	**96**	**2**	**(1.345)**	**(1.121)**
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.350	1.350
Ebitda ajustado	**122**	**96**	**2**	**5**	**225**
Margem Ebitda ajustada	**4,8 p.p.**	**(33,3 p.p.)**	**3,5 p.p.**	**-**	**(1,9 p.p.)**

[1] Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

Entre o 1T25 e o 1T24, o **Ebitda ajustado aumentou** R$ 225 milhões (12,4%), passando de R$ 1.815 milhões no 1T24 para **R$ 2.040 milhões no 1T25**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 122 milhões (8,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 96 milhões (38,1%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iii) R$ 5 milhões (3,1%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iv) R$ 2 milhões (66,7%) oriundos do segmento de *trading* de energia.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) redução de R$ 179 milhões nas compras de energia; e (ii) R$ 129 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (iii) R$ 157 milhões de impacto negativo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) aumento de R$ 23 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; e (v) R$ 6 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas.

Ebitda[1] e Margem Ebitda Ajustados | R$ milhões



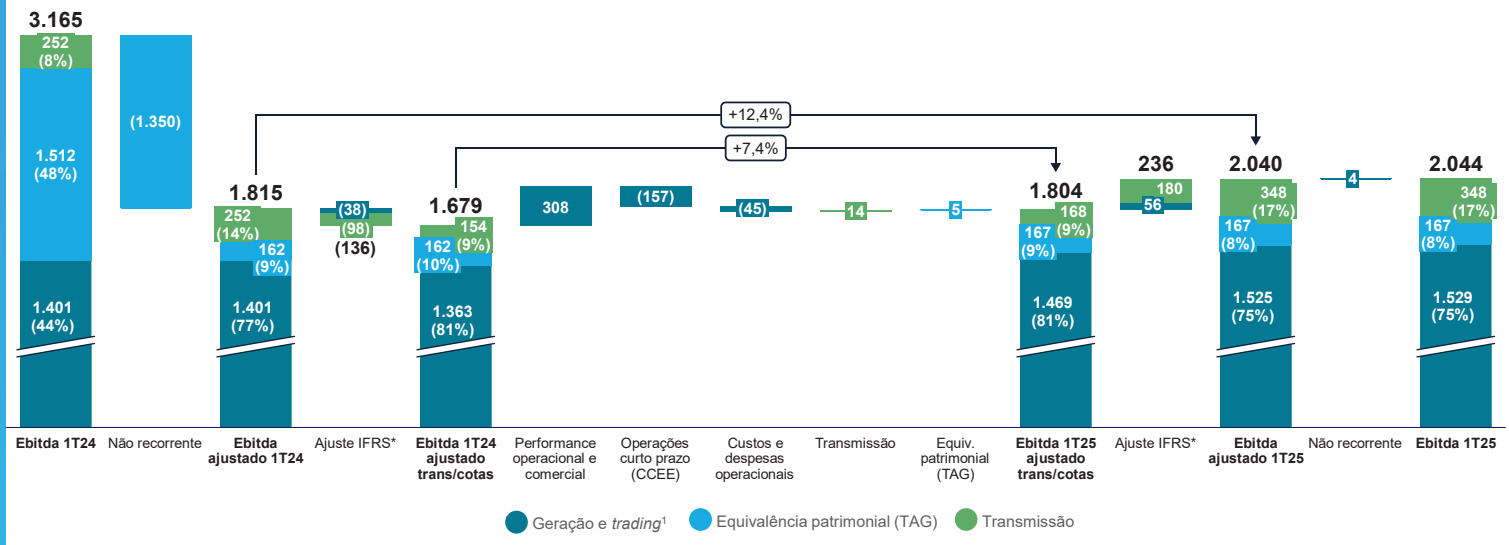
[1] Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + efeitos não recorrentes.

Adicionalmente, no 1T25, o Ebitda ajustado foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 56 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) R$ 27 milhões de acréscimo do resultado de construção; (iii) elevação de R$ 7 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e (iv) redução de R$ 6 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas.

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

(em R$ milhões)	1T25	1T24	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	826	1.684	(51,0)
(+) Imposto de renda e contribuição social	273	711	(61,6)
(+) Resultado financeiro	623	525	18,7
(+) Depreciação e amortização	322	245	31,4
Ebitda	**2.044**	**3.165**	**(35,4)**
Efeitos não recorrentes			
(+) Alienação de subsidiária	(4)	-	(100,0)
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.350)	100,0
Ebitda ajustado	**2.040**	**1.815**	**12,4**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(348)	(252)	38,1
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	168	154	9,1
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(231)	(203)	13,8
Ebitda regulatório cotistas	175	165	6,1
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.804**	**1.679**	**7,4**

Evolução do Ebitda | R$ milhões



* IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade).
[1] Contempla o resultado dos segmentos de geração e *trading*.

Resultado Financeiro

(em R$ milhões)	1T25	1T24	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	115	191	(76)
Outras receitas financeiras	28	21	7
Total receitas financeiras	**143**	**212**	**(69)**
Dívida:			
Juros	(287)	(263)	(24)
Atualização monetária	(291)	(243)	(48)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	24	(54)	78
Total despesas financeiras	**(554)**	**(560)**	**6**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(91)	(53)	(38)
Atualização a valor presente	(121)	(124)	3
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(212)**	**(177)**	**(35)**
Resultado financeiro	**(623)**	**(525)**	**(98)**

Receitas financeiras: no 1T25, as receitas financeiras atingiram R$ 143 milhões, R$ 69 milhões ou 32,5% abaixo dos R$ 212 milhões auferidos no 1T24, substancialmente, pela redução de R$ 76 milhões na receita com aplicações financeiras. O decréscimo foi motivado, principalmente, pela redução da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão, suavizada pelo crescimento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 1T25 foram de R$ 554 milhões, isto é, R$ 6 milhões ou 1,1% abaixo das registradas no 1T24, que foram de R$ 560 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes (i) da variação positiva de R$ 95 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de *hedge*, registrados na rubrica de outras receitas (despesas) financeiras, líquidas; suavizada (ii) pelo aumento de R$ 72 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude dos acréscimos de (ii.i) R$ 48 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência da elevação dos índices inflacionários e do aumento do saldo da dívida entre os períodos analisados, em decorrência, principalmente, das 12ª, 13ª e 14ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em julho de 2024, outubro de 2024 e março de 2025, respectivamente; e (ii.ii) R$ 24 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões anteriormente citadas e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos.

Ressalta-se que, além do aumento de juros de dívida registrados no resultado, houve o aumento de R$ 53 milhões (60,7%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente do avanço das obras do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar aumentaram em R$ 35 milhões (19,8%), atingindo R$ 212 milhões no 1T25 em contrapartida aos R$ 177 milhões no 1T24, em virtude, principalmente, do acréscimo de R$ 38 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IPCA e do IGPM.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 1T25 foi R$ 273 milhões**, variação de R$ 438 milhões (61,6%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, o qual foi R$ 711 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do resultado antes dos tributos sobre o lucro. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, decorrentes da alienação de subsidiária e da alienação de participação societária em controlada em conjunto, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 20 milhões (7,9%), entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido Ajustado

O lucro líquido ajustado do 1T25 foi de R$ 823 milhões, R$ 30 milhões ou 3,8% maior do que os R$ 793 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência do aumento de R$ 225 milhões no Ebitda ajustado, o qual foi atenuado pelos seguintes efeitos: (i) efeito negativo de R$ 98 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) aumento de R$ 77 milhões da depreciação e amortização; e (iii) aumento de R$ 20 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Considerando os efeitos não recorrentes, de alienação de subsidiária e de alienação de participação societária em controlada em conjunto, o lucro líquido do 1T25 foi de R$ 826 milhões, R$ 858 milhões ou 51,0% menor do que os R$ 1.684 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior.

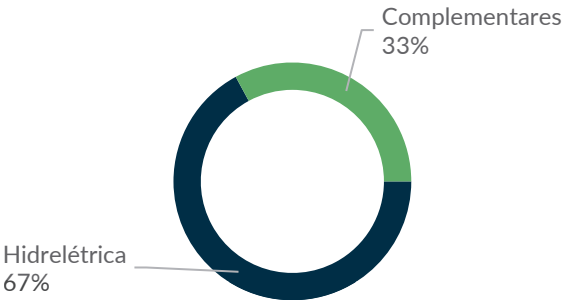
NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "ENGIE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A ENGIE é uma plataforma de investimentos em infraestrutura, atuante nas atividades de geração centralizada, comercialização, trading e transmissão de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Aneel. A Companhia atua ainda no segmento de transporte de gás, regulado pela ANP. Mais informações vide Nota 25 – Informações por segmento.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia ADR Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações"), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A ENGIE Brasil Energia é responsável por aproximadamente 5,4%[1] da capacidade instalada do país. Em 31.03.2025, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 9.555,7 MW própria, conforme subdivisão mostrada abaixo. A garantia física para fins de comercialização era de 4.661,3 MW médios, dos quais 358,6 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram destinadas ao ACR, no Sistema de Cotas de Garantia Física. A capacidade instalada da Companhia é distribuída conforme a seguir.



Em 31.03.2025, o parque gerador em operação da Companhia era composto por **124 usinas**, sendo:

11	80	2	29	2
hidrelétricas ("UHE")	parques eólicos	à biomassa	solares fotovoltaicas	pequenas centrais hidrelétricas ("PCH")

[1]As informações não financeiras contidas nessas informações trimestrais como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são revisadas pelos auditores independentes.

a) Concessões e autorizações

Em 31.03.2025, a Companhia possuía as seguintes concessões e autorizações:

a.1) Concessões de geração

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da concessão - EBE	Vencimento da concessão[2]	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
UHE Salto Santiago	ENGIE	Privatização	1.420	702	09.1998	11.2030	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Salto Osório	ENGIE	Privatização	1.091	487	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Passo Fundo	ENGIE	Privatização	226	108	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Itá	ENGIE / Itasa	Privatização	1.450[1]	705[1]	10.1995	12.2032	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Machadinho	ENGIE	Privatização	1.140[1]	520[1]	07.1997	10.2035	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10 e 11
UHE Cana Brava	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	450	248	08.1998	12.2035	IGP-M até set/2021 e IPCA a partir de out/2021	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Ponte de Pedra	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	176	128	10.1999	03.2037	IGP-M	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE São Salvador	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	243	141	04.2002	06.2040	IGP-M até jun/2007 e IPCA a partir de jul/2007	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Estreito	CEE	UBP para Geração de Energia Elétrica	1.087[1]	610[1]	12.2002	02.2047	IGP-M até out/2011 e IPCA a partir de nov/2011	Devolução da concessão ou renovação onerosa	10, 11 e 15
UHE Jaguara	Jaguara	Regime de Cotas	424	324	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11
UHE Miranda	Miranda	Regime de Cotas	408	188	12.2017	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6, 10 e 11

(1) Valores totais, incluindo montante referente às demais empresas nos consórcios.
(2) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis nº 13.360/2016, nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021.

a.2) Concessões de transmissão

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Extensão	Subestações	Início da concessão	Vencimento da concessão	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Graúna	ETP II	Deságio da RAP	943 km	4	12.2024	12.2054	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Asa Branca	ETP II	Deságio da RAP	1.006 km	-	09.2023	09.2053	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Gralha Azul	ETP II	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7
Novo Estado	ETP II	Deságio da RAP	1.800 km	1	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Gavião Real	EBE	Deságio da RAP	1 km	Ampliação em subestação de terceiros	09.2022	09.2052	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7

a.3) Participação da ENGIE e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Referência nota
UHE Itá	1.127	529	9
UHE Machadinho	415	143	9
UHE Estreito	436	244	9

Para o Consócio Machadinho, no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 11 - Intangível, a Companhia possui 91,19% da garantia física da usina.

a.4) Autorizações

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Extensão (km)	Estações de compressão	Início da autorização	Vencimento da autorização	Referência nota
Gasodutos						
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500	11[1]	06.2019	Prazo indeterminado	9

(1) A TAG possui 11 estações próprias de compressão.

A TAG opera seus atuais gasodutos sob o regime de autorização, cujo prazo de vencimento de 2039 a 2041, foi ratificado pela Lei 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”). A Nova Lei do Gás deixou de estipular prazo específico de vigência das autorizações, sendo aplicáveis as hipóteses de revogação previstas na referida lei. Além disso, os bens e instalações destinados à atividade de transporte de gás deixaram de estar vinculados à respectiva autorização, não havendo mais a obrigatoriedade de devolução para a União ou desmobilização dos mesmos após o término da autorização, revogação ou extinção.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas de Cogeração							
Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[1]	33	17	04.2000	04.2030[3]	Transferência parceiro[3]	10 e 11
Ferrari	Ferrari Termoelétrica	72	26	07.2007	02.2042[3]	Transferência parceiro[3]	10 e 11
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2037	Devolução do ativo	10 e 11
Usinas eólicas (EOL)							
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	97	09.2011 e 01.2015[2]	09.2041 e 01.2045[2]	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052	Desmobilização	10 e 11
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054	Desmobilização	10 e 11
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	Não operacional	Não operacional	10 e 11
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4	-	02.2021	Não operacional	Não operacional	10 e 11
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11, 13, 15-16,18	Umburanas Eólicas	233	141	08.2014	08.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050	Desmobilização	10 e 11
EOL Santo Agostinho 1-6,13,14,17,18,21 e 25-27	SPEs do Conjunto	434	224	05.2021	05.2056	Desmobilização	10 e 11
EOL Serra do Assuruá 1-4,6,8,9,11,13-21,23 e 24	SPEs do Conjunto	666	334	11.2021	11.2056	Desmobilização	10 e 11
Usinas eólicas (EOL) – Em construção							
EOL Serra do Assuruá 5,7,10,12 e 22	SPEs do Conjunto	180	76	11.2021	11.2056	Em desenvolvimento	10 e 11

(1) As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A. (27,1%).
(2) O Conjunto Eólico Trairí é constituído por duas *holdings* concentrando SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação.
(3) Os ativos serão transferidos para os parceiros ao término do consórcio juntamente com a autorização, por meio de cessão não onerosa e os consórcios serão encerrados. Em relação a Ibitiúva, o prazo inicial de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para os parceiros era 02.2025, o qual será estendido até que todas as previsões contratuais sejam cumpridas. Para Ferrari, o prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas fotovoltaicas							
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,2	04.2014	Não operacional	Não operacional	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	SPEs do Conjunto	132	34	04.2016, 05.2016 e 06.2016	04.2051, 05.2051 e 06.2056[1]	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Floresta	SPEs do Conjunto	86	25	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Lar do Sol	SPEs do Conjunto	198	53[2]	04.2019	04.2054	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Juazeiro	SPEs do Conjunto	120	35	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sertão Solar (Barreiras)	SPEs do Conjunto	95	26	07.2018	07.2053	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Sol do Futuro	SPEs do Conjunto	81	16	06.2016	06.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto São Pedro	SPEs do Conjunto	54	16	03.2016	03.2051	Desmobilização	10 e 11
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1,4,5, e 8	SPEs do Conjunto	172	53	02.2022	02.2057	Desmobilização	10 e 11
Usinas fotovoltaicas - Em construção							
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1-3,6,7,9-16	SPEs do Conjunto	580	176	02.2022	02.2057	Em desenvolvimento	10 e 11

(1) O Conjunto Fotovoltaico Paracatu é constituído por 4 SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação.
(2) As Usinas pertencentes ao Conjunto Lar do Sol não possuem garantia física declarada, portanto suas capacidades comerciais são baseadas na geração prevista.

A Companhia possui 22,9 MW e 11,6 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da Usina de Cogeração Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

a.5) Obrigações contratuais condicionantes das concessões

A Companhia como concessionária, possui obrigações com o Poder Concedente e a Aneel. Exceto pelas particularidades de cada usina, as obrigações gerais para todas as concessões, englobam a responsabilidade pelas eventuais consequências danosas da exploração das usinas, bem como por ações de empresas subcontratadas para um ou mais serviços de construção, montagem, operação e manutenção, especialmente os decorrentes de ampliações e melhorias.

A concessionária deve manter de forma permanente, por meio de adequada estrutura de operação e conservação, os equipamentos e instalações das concessões em perfeitas condições de funcionamento, bem como seu estoque de material de reposição, manter equipe técnica, própria ou terceira, legalmente habilitada e treinada e em número compatível com o desempenho operacional, de modo a assegurar a continuidade, regularidade, eficiência e segurança da exploração das concessões. Ela deverá atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária e aos encargos oriundos da legislação e normas regulamentares estabelecidas pelo Poder Concedente e pela Aneel.

Cabe à concessionária realizar investimentos necessários para garantir a qualidade, atualidade da produção e transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão. Elaborar, manter e executar programas periódicos de inspeção, monitoramento, ações de emergência e avaliação da segurança das estruturas das concessões, são obrigações, assim como manter atualizada a análise e interpretação desses dados, os quais devem ficar à disposição da fiscalização da Aneel.

Ademais, a gestão documental, a proteção especial de documentos e arquivos, organizar e manter atualizado os registros e os inventários dos bens vinculados à concessão e publicar anualmente as demonstrações financeiras e regulatórias, são obrigações relacionadas às concessões. Contratar e manter durante o prazo de vigência da concessão, apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos imprescindíveis à continuidade da prestação do serviço, cabendo à concessionária a definição dos bens e instalações a serem segurados.

Cumprir a legislação ambiental e de recursos hídricos, instalar, operar e manter, em conformidade com a Resolução Conjunta da Aneel e ANA, as instalações e observações hidrométricas. Respeitar os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, taxas de variação das vazões defluentes, níveis máximos e mínimos operativos e taxas de variação de níveis operativos, observando as condições de operação de reservatório definidas pela ANA, em articulação com o ONS. A concessionária fica responsável por realizar a gestão dos reservatórios das usinas hidrelétricas e suas respectivas áreas de proteção.

Quanto aos contratos, fica encarregada a concessionária de celebrar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição e efetuar os pagamentos dos respectivos encargos, prestar contas à Aneel, anualmente, da gestão da concessão de geração, mediante relatório compreendendo o desempenho técnico operacional das instalações sob sua responsabilidade, bem como manter comunicação constante com a Aneel sobre alterações societárias e transações com partes relacionadas.

a.6) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Principais eventos societários e operacionais

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no período de três meses findo em 31.03.2025 foram estes:



b) *Ratings* da Companhia

Abaixo seguem avaliações de *ratings* efetuadas por agências de classificação de risco no decorrer de 2025:

Empresa	Agência	*Rating*	Classificação	Data
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	04.02.2025
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* nacional de longo prazo - 6ª, 7ª, 9ª, 10ª, 11ª, 12ª e 13ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	04.02.2025
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	14ª emissão de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	24.02.2025
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB+' com perspectiva estável	04.02.2025
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	*rating* internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva estável	04.02.2025

c) Início da entrada em operação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

Em 08.01.2025 a Companhia recebeu autorização na Aneel para iniciar a operação comercial do primeiro parque do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, com 40,5 MW. Em 31.03.2025 a Companhia tem o total de 171,6 MW de capacidade instalada em operação o qual faz parte do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que está localizado em Assú (RN) e será composto por 16 parques fotovoltaicos, com capacidade instalada total de 752,7 MW.

d) Emissão de debêntures

A Companhia emitiu debêntures com o objetivo de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia. Em 14.03.2025, ocorreu a liquidação financeira da 14ª emissão de debêntures simples pela Controladora, no valor total de R$ 2.000 milhões, em 2 séries. E, concomitantemente, foram contratadas operações de proteção (*swap*), com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros de ambas as séries. Mais informações vide Nota 14 –Instrumentos de dívida.

e) Assinatura de contrato para aquisição de ativos hidrelétricos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21.03.2025, aprovou a assinatura do contrato de aquisição pela Companhia de dois ativos hidrelétricos. No mesmo dia, a Companhia, a EDP Energia do Brasil S.A. e a China Three Gorges Energia S.A. celebraram contrato de compra e venda de ações que regula a aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia Energética do Jari e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A., que englobam a Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão e a Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari.

A Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, localizada no Rio Jari, entre os municípios de Laranjal do Jari (Amapá) e Almeirim (Pará), conta com 393 MW de capacidade instalada e 211 MW médios de capacidade comercial. A usina iniciou sua operação comercial em 2014 e a concessão vence em outubro de 2045. Sua energia está totalmente contratada no ACR em dois contratos: 190,0 MW médios no 11º leilão de Energia Nova em 2010 e 20,9 MW médios no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

A Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão, localizada no Rio Araguari, no município de Ferreira Gomes (Amapá), possui capacidade instalada de 219 MW e capacidade comercial de 123 MW médios. O início da operação comercial ocorreu em 2016 com outorga até agosto de 2048. A contratação de 130,0 MW médios ocorreu no 15º leilão de Energia Nova em 2012.

O valor total de aquisição será de aproximadamente R$ 2.957 milhões, dividido entre o preço da compra, no montante de até R$ 2.285 milhões e o endividamento líquido no valor aproximado de R$ 672 milhões, que passará a ser consolidado. Os valores envolvidos poderão ser modificados (*earn-out*), de acordo com o atingimento de determinadas condições previstas no contrato, estando sujeitos a ajustes até a data do fechamento da operação.

O fechamento da operação está sujeito à aprovação do CADE e da ANEEL, bem como ao cumprimento das demais condições precedentes estabelecidas no Contrato.

f) Impactos do tarifaço dos Estados Unidos

O recente Tarifaço dos Estados Unidos, imposto pelo governo de Donald Trump, tem gerado uma série de debates sobre seus impactos na economia global. As tarifas, que visam proteger a indústria norte-americana, afetam diretamente diversos setores econômicos em países parceiros, incluindo o Brasil.

Entre os possíveis impactos, temos:

Aumento dos custos de importação: As tarifas impostas pelos EUA sobre produtos brasileiros, incluindo aço e alumínio, podem aumentar os custos de importação de insumos essenciais para o setor de energia, como painéis solares e equipamentos de infraestrutura. Esse aumento de custos pode reduzir a competitividade das empresas brasileiras no mercado internacional e dificultar a expansão de projetos de energia renovável no país.

Retração das exportações: Há também riscos que incluem a possibilidade de uma retração nas exportações brasileiras para os EUA, exigindo que as empresas busquem novos mercados ou adaptem suas estratégias de negócios. Isso pode impactar alguns setores da economia de forma mais intensa, afetando a capacidade de alguns dos clientes da ENGIE em honrarem seus compromissos financeiros.

Valorização do Dólar: Além disso, a valorização do dólar frente ao Real, consequência das medidas protecionistas, pode encarecer ainda mais os insumos importados, pressionando as margens de lucro das empresas de energia.

Pressão Inflacionária: O aumento das tarifas nos EUA pode gerar uma pressão inflacionária interna, que se reflete no aumento dos custos de importação de peças e equipamentos utilizados em projetos solares brasileiros. Isso pode impactar negativamente o setor nacional, mesmo que as tarifas não se apliquem diretamente aos produtos brasileiros.

Esses riscos destacam a necessidade de estratégias adaptativas e inovadoras para mitigar os impactos negativos e aproveitar possíveis oportunidades que possam surgir nesse cenário global. No período de três meses findo em 31.03.2025, a Companhia não apurou impactos decorrentes desses efeitos em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

NOTA 2. APRENSENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais (ITR) da controladora foram elaboradas em conformidade com o Pronunciamento Contábil CPC 21 – Demonstração Intermediária e as ITR do consolidado estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting* e o CPC 21.

As normas contábeis brasileiras estão convergentes com as normas internacionais – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), exceto pelos registros no balanço da controladora (i) das operações controladas em conjunto que, pelas normas brasileiras, são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que de acordo com as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, é previsto que os ativos, os passivos e os resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento; e (ii) das capitalizações de juros sobre capitais de terceiros captados na controladora cujo ativo qualificável está em uma controlada, as quais nas demonstrações financeiras da controladora impactam o investimento pelas normas contábeis brasileiras, enquanto não há previsão desta contabilização nas demonstrações financeiras individuais de acordo com as IFRS.

As ITR também foram preparadas de acordo com as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), utilizando o custo histórico amortizado como base de valor, exceto pela avaliação a valor justo de certos instrumentos financeiros, quando requerida nas normas.

Não há diferenças entre o patrimônio líquido e os resultados da controladora e do consolidado constantes, respectivamente, das ITR individuais e consolidadas. Também não há diferenças entre o lucro líquido por ação básico e diluído em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos períodos apresentados.

Na elaboração das ITR é necessário que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas.

O conteúdo e os valores de determinadas notas explicativas apresentadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2024, que não necessitaram de atualizações significativas, não foram repetidos nas notas selecionadas para as ITR de 31.03.2025. Essas ITR, portanto, devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31.12.2024.

As práticas contábeis e os métodos de cálculo adotados na elaboração das ITR de 31.03.2025, bem como os principais julgamentos e incertezas nas estimativas utilizadas na aplicação das práticas contábeis, foram os mesmos praticados na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2024.

a) Normas e alterações aplicáveis à Companhia a partir de 01.01.2025

A partir de 01.01.2025, estão vigentes os seguintes pronunciamentos:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 27				
Contempla as alterações trazidas pelo *Lack of Exchangeability* emitido pelo IASB, com alterações no Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2) - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis e no CPC 37 (R1) - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade.	IAS 21	05.07.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.
Orientação Técnica OCPC nº 10				
A OCPC 10 trata dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação de créditos de carbono (tCO2e), permissões de emissão (*allowances*) e créditos de descarbonização (CBIO) a serem observados pelas entidades na originação e aquisição para cumprimento de metas de descarbonização (aposentadoria) ou negociação, bem como dispor sobre os passivos associados, sejam eles decorrentes de obrigações legais ou não formalizadas, conforme definido no CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	n/a[1]	18.10.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.
Pronunciamento Técnico CPC nº 18 (R3) e Interpretação Técnica ICPC nº 09 (R3)				
As alterações ao Pronunciamento Técnico CPC 18 (R3) e à Interpretação Técnica ICPC 09 (R3), tiveram como objetivo o alinhamento das normativas contábeis brasileiras com os padrões internacionais emitidos pelo IASB.	IAS 28	02.08.2024	01.01.2025	Sem impactos relevantes.

(1) Sem correspondente direto nas normas internacionais.

A adoção dessas alterações de normas não resultou em impactos significativos nas ITR individuais e consolidadas do período findo em 31.03.2025.

b) Aprovação das informações trimestrais

As ITR ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 07.05.2025.

NOTA 3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

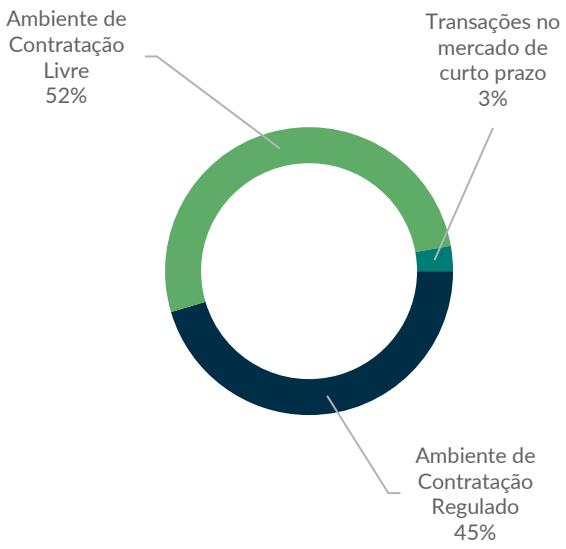
	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Caixa e depósitos bancários à vista	**18.240**	**19.575**	**278.966**	**231.682**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	2.448.246	1.255.795	4.713.944	3.053.381
Outras aplicações financeiras	313.539	384.606	581.729	673.695
	2.761.785	**1.640.401**	**5.295.673**	**3.727.076**
	2.780.025	**1.659.976**	**5.574.639**	**3.958.758**

NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

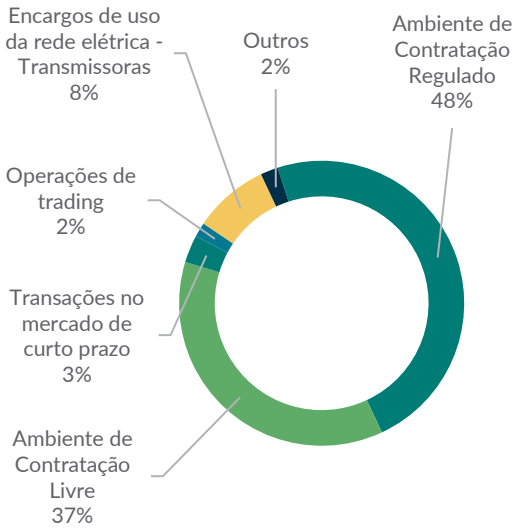
	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Ambiente de Contratação Regulado[1]	340.278	326.464	544.695	532.420
Ambiente de Contratação Livre[2]	388.713	150.893	411.876	413.202
Encargos de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	97.556	94.518
Transações no mercado de curto prazo	21.158	105.872	35.785	116.097
Operações de *trading*	-	-	18.481	17.903
Outros	-	-	22.658	22.661
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.180)	(6.180)	(22.827)	(22.396)
Ativo circulante	**743.969**	**577.049**	**1.108.224**	**1.174.405**
Ambiente de Contratação Livre[2]	-	-	5.328	5.338
Ambiente de Contratação Regulado[1]	748	748	2.597	2.597
Ativo não circulante[3]	**748**	**748**	**7.925**	**7.935**
	744.717	**577.797**	**1.116.149**	**1.182.340**

(1) Distribuidoras de energia elétrica.
(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.
(3) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes", vide Nota 8 - Outros ativos.

Controladora[4]



Consolidado[4]



(4) Os valores referentes à provisão para perda de crédito esperado representam 1% do valor total da controladora e 2% do consolidado.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	**31.12.2024**	**31.03.2025**	**31.12.2024**
Vencidos até 30 dias	-	365	-	3.203
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.180	6.180	22.827	22.396
Outros	-	1	33.297	27.857
	6.180	**6.546**	**56.124**	**53.456**

A Companhia reconheceu R$ 431 de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa em 31.03.2025. A mutação dos saldos, referente às perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, é a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2024	**(6.180)**	**(22.396)**
Provisão	-	(431)
Saldos em 31.03.2025	**(6.180)**	**(22.827)**

NOTA 5. DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Garantias de posição devedora na CCEE	23.738	23.050	25.477	24.957
Depósitos para reinvestimento	2.879	5.080	16.004	7.391
Garantias de financiamento	-	-	8.532	4.926
Ativo circulante	**26.617**	**28.130**	**50.013**	**37.274**
Garantias de financiamento	25.998	13.545	381.310	352.443
Outros	-	-	8.443	8.239
Ativo não circulante	**25.998**	**13.545**	**389.753**	**360.682**
	52.615	**41.675**	**439.766**	**397.956**

NOTA 6. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

a) Composição

	Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Transmissoras[1]						
Novo Estado	-	946	946	-	-	-
Usinas cotistas[2]						
UHE Jaguara	249.543	1.935.285	2.184.828	245.084	1.904.673	2.149.757
UHE Miranda	152.682	1.184.096	1.336.778	149.956	1.165.366	1.315.322
	402.225	**3.119.381**	**3.521.606**	**395.040**	**3.070.039**	**3.465.079**
	402.225	**3.120.327**	**3.522.552**	**395.040**	**3.070.039**	**3.465.079**

(1) O montante refere-se à RAP adicional estimada à remuneração de reforços e melhorias de pequeno porte aprovados pelo poder concedente, os quais estão sendo reconhecidos à medida que as obrigações de performance são atendidas (construir, operar e manter). Ressalta-se que esses projetos ainda não passaram pela RTP, cujo processo está previsto para ocorrer em 2028.
(2) Para maiores informações vide item "b" e item "c" abaixo.

b) Mutação do ativo financeiro de concessão de usinas cotistas

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2024	**2.149.757**	**1.315.322**	**3.465.079**
Recebimentos	(58.364)	(35.711)	(94.075)
Juros	36.127	22.103	58.230
Variação monetária	57.308	35.064	92.372
Saldos em 31.03.2025	**2.184.828**	**1.336.778**	**3.521.606**

c) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão de usinas cotistas apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguara	UHE Miranda	Total
Abril a dezembro de 2026	158.355	96.887	255.242
2027	193.450	118.360	311.810
2028	174.960	107.047	282.007
2029	158.273	96.838	255.111
2030	143.181	87.604	230.785
2031 a 2035	535.245	327.489	862.734
2036 a 2047	571.821	349.871	921.692
	1.935.285	**1.184.096**	**3.119.381**

NOTA 7. ATIVO DE CONTRATO

a) Composição

	Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Novo Estado	361.995	4.058.706	4.420.701	356.719	3.988.803	4.345.522
Gralha Azul	271.078	2.482.176	2.753.254	265.198	2.435.749	2.700.947
Asa Branca	30.979	831.628	862.607	12.304	478.824	491.128
Gavião Real	6.877	83.507	90.384	6.878	82.134	89.012
Graúna	7.906	43.990	51.896	4.929	42.884	47.813
	678.835	**7.500.007**	**8.178.842**	**646.028**	**7.028.394**	**7.674.422**

b) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Gavião Real	Graúna	Total
Saldos em 31.12.2024	**4.345.522**	**2.700.947**	**491.128**	**89.012**	**47.813**	**7.674.422**
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	1.349	351.302	-	2.454	355.105
Juros	55.892	46.142	7.796	1.307	644	111.781
Variação monetária	109.273	73.307	12.381	1.845	985	197.791
Recebimentos RAP construção	(89.986)	(68.491)	-	(1.780)	-	(160.257)
Saldos em 31.03.2025	**4.420.701**	**2.753.254**	**862.607**	**90.384**	**51.896**	**8.178.842**

c) Perfil de realização do ativo de contrato apresentado no ativo não circulante

	Consolidado					
	Novo Estado	Gralha Azul	Asa Branca	Gavião Real	Graúna	Total
Abril a dezembro de 2026	135.750	83.198	11.819	2.364	64	233.195
2027	181.000	110.963	30.813	3.152	289	326.217
2028	183.244	112.251	30.841	3.152	1.649	331.137
2029	185.487	113.540	30.869	3.152	1.663	334.711
2030	185.487	113.540	30.869	3.152	1.673	334.721
2031 a 2035	924.452	565.987	153.621	15.762	8.276	1.668.098
2036 a 2054	2.263.286	1.382.697	542.796	52.773	30.376	4.271.928
	4.058.706	**2.482.176**	**831.628**	**83.507**	**43.990**	**7.500.007**

NOTA 8. OUTROS ATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Alienação de subsidiária	446.322	441.019	446.322	441.019
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica[1]	121.498	120.382	121.498	120.382
Crédito de Imposto de renda e contribuição social	33.102	19.209	82.348	39.832
Despesas pagas antecipadamente	43.756	58.800	71.265	105.319
Estoques	23.258	23.556	68.413	68.957
Alienações e serviços em curso	45.649	42.807	62.221	52.047
Indenização de seguros	-	-	60.963	66.271
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	38.863	41.219	55.449	58.323
Indenizações	-	-	45.727	45.727
Créditos fiscais a recuperar	323	323	43.994	50.446
Imposto de renda e contribuição social diferidos[2]	-	-	24.077	20.150
Adiantamento a empregados	15.339	12.818	15.615	13.142
Contas a receber de clientes	748	748	7.925	7.935
Outros valores a receber	46.277	44.911	95.705	106.026
	815.135	**805.792**	**1.201.522**	**1.195.576**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	157.933	167.441	366.255	402.090
Ativo não circulante	657.202	638.351	835.267	793.486
	815.135	**805.792**	**1.201.522**	**1.195.576**

(1) Mais informações vide Nota 17 – Provisões.
(2) Mais informações vide Nota 18 – Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos.

a) Alienação de subsidiária

O aumento de R$ 5.303 é decorrente de juros e variação monetária oriundos da alienação da subsidiária Pampa Sul, cuja expectativa de recebimento do montante apresentado no ativo não circulante é em 2027, data limite estabelecida em SPA (*Share Purchase Agreement* ou Contrato de Aquisição de Ações).

NOTA 9. INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Valor patrimonial do investimento	24.000.108	22.416.098	1.256.363	1.157.120
	24.000.108	**22.416.098**	**1.256.363**	**1.157.120**
Mais valia na aquisição de investimentos	45.029	45.544	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	93.505	93.505	93.505	93.505
	24.138.642	**22.555.147**	**1.349.868**	**1.250.625**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora					
	Saldos em 31.12.2024	Aumento de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA[1]	Saldos em 31.03.2025
Controladas						
ECP[2]	**14.025.819**	629.460	210.287	-	(46.694)	**14.818.872**
ETP II[3]	**2.323.416**	308.213	137.809	-	-	**2.769.438**
Jaguara[4]	**1.842.370**	-	79.089	-	-	**1.921.459**
CEE[5]	**1.562.352**	-	90.198	-	-	**1.652.550**
Miranda[6]	**1.135.232**	-	50.490	-	-	**1.185.722**
EBC[7]	**80.038**	-	(3.816)	-	-	**76.222**
Outros	**112.401**	11.700	14.835	-	-	**138.936**
Operação em conjunto						
Itasa[8]	**177.350**	-	3.196	-	-	**180.546**
Empreendimento controlado em conjunto						
TAG[9]	**1.157.120**	-	166.779	(157.500)	89.964	**1.256.363**
	22.416.098	**949.373**	**748.867**	**(157.500)**	**43.270**	**24.000.108**

(1) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes.
(2) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.
(3) ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A.
(4) Companhia Energética Jaguara.
(5) Companhia Energética Estreito.
(6) Companhia Energética Miranda.
(7) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda.
(8) Itá Energética S.A.
(9) Transportadora Associada de Gás, é uma controlada em conjunto e, portanto, não consolidada pela Companhia.

b.1) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas a seguir:

		31.03.2025				1º trimestre de 2025	
	Participação (%)	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Capital Social	Receita líquida	Lucro líquido (prejuízo) ajustado
ECP	99,99	24.572.380	9.359.460	15.888.560	14.085.564	787.907	267.933
ETP II	99,99	8.855.680	6.096.618	2.769.438	2.371.821	687.365	137.809
Jaguara	99,99	2.899.907	978.448	1.921.459	875.449	151.584	79.089
CEE	99,99	2.070.473	417.923	1.652.550	989.380	172.078	90.198
Miranda	99,99	1.788.806	603.084	1.185.722	590.713	99.474	50.490
EBC	99,99	833.751	757.529	76.222	80.038	856.078	(3.816)
Operação em conjunto							
Itasa	48,75	390.259	19.908	370.351	350.136	49.261	6.556
Empreendimento controlado em conjunto							
TAG	17,50	33.871.075	26.691.860	7.179.215	212.218	2.340.343	953.026

b.1.1) Acionistas não controladores

Abaixo segue conciliação da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido e resultado do período da ECP:

		Acionistas não controladores			
		Patrimônio líquido		Lucro líquido (prejuízo)	
	% não controlador	31.03.2025	31.12.2024	1º trimestre de 2025	1º trimestre de 2024
Maracanã	12,34%	1.025.401	967.271	58.130	(71)
Lar do Sol	10,00%	40.275	42.589	(659)	(151)
Ibitiúva	5,00%	4.012	3.837	175	490
Total		**1.069.688**	**1.013.697**	**57.646**	**268**

b.1.2) Valores capitalizados

No quadro de "Informações das principais controladas", os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos abaixo.

b.1.2.1) Empréstimos, financiamentos e debêntures

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I, Campo Largo II, Serra do Assuruá, Santo Agostinho – Fase I, Conjunto Fotovoltaico Assú Sol e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados.

Os efeitos destes itens na controladora estão apresentados no quadro abaixo:

	Custo da dívida capitalizado, líquido de amortização			
	Patrimônio líquido		Lucro líquido	
	31.03.2025	31.12.2024	1º trimestre de 2025	1º trimestre de 2024
ECP	675.640	588.991	86.649	46.985

b.1.2.2) Ações preferenciais resgatáveis

No ano de 2020, a ETP II emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R$ 15.250. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações financeiras consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.03.2025, o total do montante capitalizado era de R$ 10.376 (R$ 10.647 em 31.12.2024). O montante de amortização reconhecido no 1º trimestre de 2025 e 2024 foi de R$ 271.

c) Informações sobre as subsidiárias

c.1) Controladas

c.1.1) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

O aumento de capital na controlada ECP destinou-se, principalmente, aos investimentos no Conjunto Eólico Santo Agostinho, no Conjunto Eólico Serra do Assuruá e no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, bem como a aquisição das ENGIE Energia Solar I e da ENGIE Energia Solar II, mais informações vide abaixo. Adicionalmente, em 2025, a Companhia reconheceu R$ 46.694 em "Outros resultados abrangentes", mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia mantém, por meio de sua controlada ECP, uma opção de compra da totalidade das ações preferenciais da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. ("Maracanã"), adquiridas pelo acionista minoritário em 2024, a qual pode ser exercida entre o terceiro e décimo segundo ano contado da assinatura do acordo. Esta opção tem sua mensuração baseada em dados não observáveis, visto que o preço de compra é calculado pelo valor do investimento atualizado pela variação da taxa DI + 0.30% a.a. e descontado dos rendimentos recebidos pelo acionista minoritário. O valor estimado da opção não possuía vantagem financeira direta em 31.03.2025 e, por este motivo, não foi contabilizada o valor desta opção.

d) Aquisição de subsidiária

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião no dia 27.10.2023, aprovou a assinatura do contrato de compra e venda das *holdings* ENGIE Energia Solar I e da ENGIE Energia Solar II. Em 06.03.2024, tendo em vista a confirmação do cumprimento das condições precedentes a que estava sujeita, foi concluída a operação de aquisição pela ECP, da totalidade das ações de emissão das *holdings* apresentadas acima, e por consequência, das ações ou quotas de emissão dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos").

d.1) Preço de aquisição

Com base no laudo do avaliador, a Administração efetuou ajustes nos ativos e passivos consolidados, em relação aos seus saldos contábeis, sendo: (a) alocou R$ 1.025.764 na rubrica de direito de uso de ativos – intangível; (b) R$ 184.174 na conta de máquinas e equipamentos - imobilizado; e (c) aumento na rubrica de outros passivos em R$ 8.360, totalizando ajuste de R$ 1.201.578 no ativo líquido.

A Companhia concluiu o processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos e realizou as devidas alocações.

d.1.1) Preço de compra base ajustado

Na data de fechamento da operação efetuou-se o pagamento ao vendedor no valor de R$ 2.361.046. Após a finalização do *PSA (Purchase and Sale Agreement)* em 28 de fevereiro de 2025, realizou-se um ajuste de preço no montante de R$ 16.320, resultando no valor final de aquisição de R$ 2.344.726.

d.2) Ativos adquiridos

Com base no exposto anteriormente, o balanço de abertura da data de conclusão da aquisição está apresentado a seguir:

	Valor justo dos ativos adquiridos - 06.03.2024		
Balanço Patrimonial	**Engie Energia Solar I**	**Engie Energia Solar II**	**Total**
ATIVO			
Ativo circulante	**282.750**	**92.040**	**374.790**
Caixa e equivalentes de caixa	204.686	66.808	271.494
Contas a receber de clientes	2.058	512	2.570
Outros ativos circulantes	76.006	24.720	100.726
Ativo não circulante	**2.577.791**	**849.253**	**3.427.044**
Depósitos vinculados	34.147	13.466	47.613
Outros ativos não circulantes	2.889	1.970	4.859
Imobilizado	1.441.517	833.817	2.275.334
Intangível	1.099.238	-	1.099.238
Total	**2.860.541**	**941.293**	**3.801.834**
PASSIVO			
Passivo circulante	**140.720**	**44.486**	**185.206**
Fornecedores	27.620	16.987	44.607
Dividendos e juros sobre o capital próprio	-	1.704	1.704
Instrumentos de dívida	46.631	21.598	68.229
Outros passivos circulantes	66.469	4.197	70.666
Passivo não circulante	**788.439**	**441.708**	**1.230.147**
Instrumentos de dívida	731.244	409.978	1.141.222
Outros passivos não circulantes	57.195	31.730	88.925
Total	**929.159**	**486.194**	**1.415.353**
Capital social de minoritários	-	41.755	41.755
Ativos líquidos / Contraprestação transferida	**1.931.382**	**413.344**	**2.344.726**

NOTA 10. IMOBILIZADO

IMOBILIZADO

	Taxa média de depreciação			Taxa média de depreciação	
	Controladora	Consolidado		Controladora	Consolidado
Máquinas e equipamentos	3,7%	3,8%	Móveis e utensílios	6,3%	6,3%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,7%	2,6%	Veículos	14,3%	14,3%
Edificações e benfeitorias	3,0%	3,2%	Obrigações especiais	4,6%	4,6%
Direito de uso de arrendamento	6,7%	3,5%			

a) Composição

	Controladora					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	4.329.009	(2.879.888)	1.449.121	4.287.746	(2.852.429)	1.435.317
Reservatórios, barragens e adutoras	5.126.057	(3.949.592)	1.176.465	5.125.773	(3.920.375)	1.205.398
Edificações e benfeitorias	1.282.914	(992.421)	290.493	1.286.988	(988.889)	298.099
Direito de uso de arrendamentos	92.100	(35.435)	56.665	92.100	(33.526)	58.574
Móveis e utensílios	9.426	(5.871)	3.555	9.553	(5.870)	3.683
Veículos	1.523	(1.289)	234	1.523	(1.270)	253
Obrigações especiais	(42.470)	15.890	(26.580)	(42.470)	15.435	(27.035)
	10.798.559	**(7.848.606)**	**2.949.953**	**10.761.213**	**(7.786.924)**	**2.974.289**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	45.670	-	45.670	56.705	-	56.705
Edificações e benfeitorias	8.537	-	8.537	8.200	-	8.200
Reservatórios, barragens e adutoras	1.615	-	1.615	1.751	-	1.751
Adiantamentos a fornecedores	27.228	-	27.228	30.453	-	30.453
Aquisições a ratear	7.095	-	7.095	12.695	-	12.695
	90.145	**-**	**90.145**	**109.804**	**-**	**109.804**
	10.888.704	**(7.848.606)**	**3.040.098**	**10.871.017**	**(7.786.924)**	**3.084.093**

	Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	23.383.526	(6.205.973)	17.177.553	20.971.684	(5.961.219)	15.010.465
Reservatórios, barragens e adutoras	7.000.966	(4.878.535)	2.122.431	7.106.643	(4.890.709)	2.215.934
Edificações e benfeitorias	1.920.401	(1.226.237)	694.164	1.917.354	(1.215.177)	702.177
Direito de uso de arrendamentos	400.663	(69.663)	331.000	394.364	(65.054)	329.310
Móveis e utensílios	13.063	(6.837)	6.226	13.096	(6.787)	6.309
Veículos	4.556	(2.284)	2.272	4.556	(2.173)	2.383
Obrigações especiais	(42.470)	15.890	(26.580)	(42.470)	15.435	(27.035)
	32.680.705	**(12.373.639)**	**20.307.066**	**30.365.227**	**(12.125.684)**	**18.239.543**
Em curso						
Máquinas e equipamentos	3.656.935	-	3.656.935	3.945.527	-	3.945.527
Edificações e benfeitorias	311.540	-	311.540	290.889	-	290.889
Reservatórios, barragens e adutoras	5.698	-	5.698	5.402	-	5.402
Adiantamentos a fornecedores	198.237	-	198.237	1.354.331	-	1.354.331
Aquisições a ratear	1.225.265	-	1.225.265	1.350.845	-	1.350.845
	5.397.675	**-**	**5.397.675**	**6.946.994**	**-**	**6.946.994**
	38.078.380	**(12.373.639)**	**25.704.741**	**37.312.221**	**(12.125.684)**	**25.186.537**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2024	**1.435.317**	**1.205.398**	**298.099**	**58.574**	**3.936**	**109.804**	**(27.035)**	**3.084.093**
Ingressos[1]	-	-	-	-	-	24.310	-	24.310
Transferências	44.609	(423)	(223)	-	6	(43.969)	-	-
Baixas	(1.290)	-	-	-	(22)	-	(1)	(1.313)
Depreciação	(29.515)	(28.510)	(7.383)	(1.909)	(131)	-	456	(66.992)
Saldos em 31.03.2025	**1.449.121**	**1.176.465**	**290.493**	**56.665**	**3.789**	**90.145**	**(26.580)**	**3.040.098**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente, a modernização da UHE Salto Osório, no montante de R$ 24.100.

	Consolidado							
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 31.12.2024	**15.010.465**	**2.215.934**	**702.177**	**329.310**	**8.692**	**6.946.994**	**(27.035)**	**25.186.537**
Ingressos[1]	-	-	-	-	-	624.679	-	624.679
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	20.831	-	20.831
Remensuração	-	-	-	6.337	-	-	-	6.337
Aquisição de subsidiária[2]	(16.552)	-	-	-	-	-	-	(16.552)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	141.264	-	141.264
Transferências	2.383.519	(53.525)	5.278	-	821	(2.336.093)	-	-
Baixas	(3.570)	-	-	-	(38)	-	-	(3.608)
Depreciação	(196.309)	(39.978)	(13.291)	(4.647)	(977)	-	455	(254.747)
Saldos em 31.03.2025	**17.177.553**	**2.122.431**	**694.164**	**331.000**	**8.498**	**5.397.675**	**(26.580)**	**25.704.741**

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R$ 275.000 à construção da Maracanã; (ii) R$ 246.000 à construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (iii) R$ 46.600 à expansão do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (iv) R$ 24.100 referente à modernização da UHE Salto Osório; e (v) R$ 16.000 à modernização da UHE Jaguara.
(2) Processo de avaliação do valor justo dos ativos e passivos adquiridos, maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.

NOTA 11. INTANGÍVEL

INTANGÍVEL CONTROLADORA

Direito de extensão de concessão	até 2040	Direito de uso de ativos	até 2036

INTANGÍVEL CONSOLIDADO

Direito de extensão de concessão	até 2048	Direitos de projetos - Solar em operação	até 2051
Bonificação pela outorga Usinas cotistas	até 2048	Direito de projetos – Novo Estado	até 2048
Direitos de projetos - Eólicos em operação	até 2056	Direito de uso de ativos	até 2047
Direito de projetos – Engie Brasil Solar I	até 2053		

c) Composição

	Controladora					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.355.245	(516.341)	1.838.904	2.397.705	(484.761)	1.912.944
Direito de uso de ativos	315.497	(158.242)	157.255	311.114	(152.577)	158.537
	2.670.742	**(674.583)**	**1.996.159**	**2.708.819**	**(637.338)**	**2.071.481**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

	Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão[1]	2.624.217	(538.273)	2.085.944	2.666.677	(503.881)	2.162.796
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(152.995)	467.332	620.327	(147.838)	472.489
Miranda	411.223	(101.423)	309.800	411.223	(98.004)	313.219
	1.031.550	**(254.418)**	**777.132**	**1.031.550**	**(245.842)**	**785.708**
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	179.751	(24.721)	155.030	179.751	(23.547)	156.204
Solar em operação	29.506	(5.106)	24.400	29.506	(4.853)	24.653
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	(19.619)	216.402	236.021	(17.265)	218.756
	445.278	**(49.446)**	**395.832**	**445.278**	**(45.665)**	**399.613**
Direitos de projetos - em desenvolvimento						
Eólicos em construção / desenvolvimento	286.560	-	286.560	286.592	-	286.592
Solar em construção / desenvolvimento	46.110	-	46.110	46.110	-	46.110
	332.670	**-**	**332.670**	**332.702**	**-**	**332.702**
	777.948	**(49.446)**	**728.502**	**777.980**	**(45.665)**	**732.315**
Direito de uso de ativos	1.648.986	(303.891)	1.345.095	1.693.489	(285.345)	1.408.144
	6.082.701	**(1.146.028)**	**4.936.673**	**6.169.696**	**(1.080.733)**	**5.088.963**

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

d) Mutação do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2024	**1.912.944**	**158.537**	**2.071.481**
Ingressos	-	6.269	6.269
Baixas[1]	(42.460)	-	(42.460)
Amortização	(31.580)	(7.551)	(39.131)
Saldos em 31.03.2025	**1.838.904**	**157.255**	**1.996.159**

(1) Alienação de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.

	Consolidado				
	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2024	**2.162.796**	**785.708**	**732.315**	**1.408.144**	**5.088.963**
Ingressos	-	-	-	8.994	8.994
Baixas[1]	(42.460)	-	-	(23)	(42.483)
Aquisição de subsidiárias[2]	-	-	-	(51.623)	(51.623)
Amortização	(34.392)	(8.576)	(3.813)	(20.397)	(67.178)
Saldos em 31.03.2025	**2.085.944**	**777.132**	**728.502**	**1.345.095**	**4.936.673**

(1) Alienação de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.
(2) Processo de avaliação do valor justo dos ativos e passivos adquiridos, para maiores detalhes, vide Nota 9 – Investimentos.

NOTA 12. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Fornecedores de imobilizado e intangível	26.567	23.799	503.691	627.245
Fornecedores de materiais e serviços	46.702	77.331	205.251	208.201
Encargos de uso da rede elétrica	40.410	40.407	78.949	76.748
Energia elétrica comprada para revenda	208.305	158.524	58.579	112.771
Arrendamentos a pagar	7.689	6.722	40.788	38.459
Operações de *trading*	-	-	22.523	36.343
Transações no mercado de curto prazo	-	-	5.257	114
Passivo circulante	**329.673**	**306.783**	**915.038**	**1.099.881**
Arrendamentos a pagar	56.895	54.541	322.696	315.538
Fornecedores de imobilizado e intangível	6.650	6.650	10.268	8.349
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	8.443	8.239
Passivo não circulante[1]	**63.545**	**61.191**	**341.407**	**332.126**
	393.218	**367.974**	**1.256.445**	**1.432.007**

(1) Os valores referentes aos fornecedores a pagar no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes", mais detalhes vide nota 19.

O prazo médio de pagamento da Companhia é de, aproximadamente, 30 dias e sobre os saldos não há incidência de juros, exceto por estimativas de desembolsos futuros de imobilizado, apresentadas nas rubricas de "Fornecedores de imobilizado e intangível", cuja expectativa de pagamento reflete na segregação entre circulante e não circulante.

NOTA 13. GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) analisar e propor contribuições à minuta da Matriz de Riscos e Oportunidades; (ii) contribuir com a identificação de outros riscos e oportunidades empresariais; e (iii) aprovar proposta de Matriz de Riscos e Oportunidades a ser encaminhada para aprovação da Diretoria Executiva.

No período de três meses findo em 31.03.2025, não houve qualquer mudança nos riscos aos quais a Companhia e suas controladas estejam expostas ou na sua administração e mensuração, quando comparados aos apresentados na Nota 13 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros das demonstrações financeiras de 31.12.2024.

a) Operações de *hedge*

Os instrumentos financeiros derivativos de operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*				
Ativo circulante				
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	8.366	54.670
	-	-	**8.366**	**54.670**
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	15.704	55.305	15.704	55.305
	15.704	**55.305**	**15.704**	**55.305**
Posições ativas	**15.704**	**55.305**	**24.070**	**109.975**
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(22.592)	(5.435)	(22.592)	(5.435)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(429)	-
	(22.592)	**(5.435)**	**(23.021)**	**(5.435)**
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(284.766)	(357.296)	(284.766)	(357.296)
	(284.766)	**(357.296)**	**(284.766)**	**(357.296)**
Posições passivas	**(307.358)**	**(362.731)**	**(307.787)**	**(362.731)**
Posições líquidas	**(291.654)**	**(307.426)**	**(283.717)**	**(252.756)**
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(291.654)	(307.426)	(291.654)	(307.426)
	(291.654)	**(307.426)**	**(291.654)**	**(307.426)**
***Hedge* de fluxo de caixa – obrigações**[1]	-	-	**7.937**	**54.670**
Posições líquidas	**(291.654)**	**(307.426)**	**(283.717)**	**(252.756)**

(1) Em 31.03.2025, a Companhia detinha o saldo de R$ 39 (R$ 1.240 em 31.12.2024), relativos a perdas realizadas, as quais foram capitalizadas no ativo imobilizado.

a.1) Operações de *hedge* sobre empréstimo e debentures

Em 31.03.2025, a Companhia não mantinha nenhum compromisso financeiro relevante em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*.

O quadro a seguir apresenta a mutação líquida das operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures:

	Controladora e consolidado
Passivo em 31.12.2024	**(307.426)**
Juros e variações monetárias	(21.893)
Variações cambiais	(67.709)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	81.517
Amortização de juros	23.857
Passivo em 31.03.2025	**(291.654)**

a.2) Operações de *hedge* de fluxo de caixa sobre obrigações

A Companhia mantinha contratado em 31.03.2025 NDFs, com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Os NDFs foram contratados em 21.11.2022 e o valor nocional, em 31.03.2025, era de US$ 18.020 mil os quais estão firmados com o Bradesco, HSBC e Itaú e têm seus vencimentos entre abril e novembro de 2025.

Em 31.03.2025, as perdas não realizadas dos referidos NDF totalizavam uma posição passiva, líquida de R$ 7.937 (R$ 54.670 em 31.12.2024). A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". As empresas do conjunto Fotovoltaico Assú Sol possuem regime tributário no lucro presumido. Já as empresas do Conjunto Eólica Serra do Assuruá estão no regime de lucro real e no futuro serão enquadradas no regime tributário de lucro presumido. Dessa forma, a Companhia não constituiu impostos fiscais diferidos sobre os efeitos desta operação.

a.3) (Perdas) ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa

As (perdas) ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa originados no período que estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes" são as seguintes:

	Consolidado	
	31.03.2025	31.03.2024
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	(46.694)	76.492
(Perdas) ganhos não realizados em operações de HFC	**(46.694)**	**76.492**

b) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e/ou índices flutuantes

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e/ou de índices flutuantes. O cenário-base provável para 31.03.2026 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

Risco de variação das taxas de juros e índices	Variação 12 meses 31.03.2025	Cenário Provável 31.03.2026	Sensibilidade		
			Provável	Δ + 25% (1)	Administração
TJLP	8,0%	8,7%	0,7 p.p.	2,2 p.p.	-0,3 p.p.
CDI	14,2%	12,4%	-1,8 p.p.	3,1 p.p.	0,1 p.p.
IPCA	5,5%	5,2%	-0,3 p.p.	1,3 p.p.	-0,6 p.p.
IGP-M	8,6%	5,1%	-3,5 p.p.	1,3 p.p.	-0,5 p.p.

(1) A sensibilidade de 25% é calculada sobre o cenário provável de 2026, considerando um cenário pessimista (redução para ativos e aumento para passivos).

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.03.2025, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.03.2026 e demonstram os eventuais impactos adicionais de 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem no resultado consolidado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e/ou índices flutuantes para os próximos, são estas:

	Saldos em 31.03.2025	Sensibilidade		
		Provável	Δ + 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	12.033.133	36.482	(143.593)	67.885
Dólar – com *swap* para o CDI	827.249	10.349	(19.610)	(594)
TJLP	975.351	(4.608)	(14.585)	1.896
Debêntures				
IPCA	6.092.880	16.155	(63.549)	30.027
CDI	1.041.773	15.776	(29.899)	(905)
IPCA - com *swap* para o CDI	1.538.051	27.383	(52.053)	(1.566)
PRE – com *swap* para o CDI	3.332.128	60.246	(114.350)	(3.451)
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	504.091	7.806	(14.797)	(448)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)				
IPCA	3.864.354	10.987	(47.484)	21.954
IGP-M	1.509.104	49.433	(17.943)	7.061
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.522.552	(11.378)	(73.133)	(32.413)

c) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de trading

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de *trading* em aberto estão abaixo apresentados:

	Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	126.165	(121.268)	4.897	34.844	(29.139)	5.705
Não circulante	22.288	(21.977)	311	7.289	(6.986)	303
	148.453	**(143.245)**	**5.208**	**42.133**	**(36.125)**	**6.008**

A mutação dos saldos referente às transações de *trading* em aberto é a seguinte:

	Consolidado
Saldo em 31.12.2024	**6.008**
Perda não realizada reconhecida no período	(800)
Saldo em 31.03.2025	**5.208**

c.1) Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia.

No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade histórica do preço de energia para o produto.

Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25° percentil (P25) e o 75° percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores preços observados, respectivamente.

A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	31.03.2025	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	5.208	5.215	5.197

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

d) Risco de gerenciamento de capital

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Instrumentos de dívida	14.041.058	11.853.514	26.344.656	24.134.936
Efeitos de *hedge*	291.654	307.426	291.654	307.426
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(25.998)	(13.545)	(389.842)	(357.369)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.780.025)	(1.659.976)	(5.574.639)	(3.958.758)
Dívida líquida	**11.526.689**	**10.487.419**	**20.671.829**	**20.126.235**
Patrimônio líquido	**12.082.964**	**11.266.701**	**13.152.652**	**12.280.398**
Endividamento total/Patrimônio líquido	**1,0**	**0,9**	**1,6**	**1,6**

e) Risco de liquidez

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.03.2025. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do período.

	Controladora					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Contábil
Fornecedores	329.673	20.046	15.334	82.417	447.470	393.218
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	841.557	1.670.180	1.723.167	3.661.201	7.896.105	5.308.700
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	346.004	934.713	359.177	2.151.358	3.791.252	2.513.342
Debêntures[1]	2.004.929	4.644.380	4.069.243	7.149.176	17.867.728	11.527.716
	3.522.163	**7.269.319**	**6.166.921**	**13.044.152**	**30.002.555**	**19.742.976**

	Consolidado					
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Contábil
Fornecedores	915.038	88.602	79.876	839.714	1.923.230	1.256.445
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	841.594	1.670.255	1.723.242	3.661.494	7.896.585	5.373.458
Taxas de juros pós-fixadas:						
Empréstimos e financiamentos[1]	1.452.996	3.069.409	2.423.224	12.516.996	19.462.625	13.835.733
Debêntures[1]	2.391.455	4.674.134	4.120.022	7.276.040	18.461.651	12.004.832
Ações preferenciais resgatáveis	72.024	167.467	205.368	580.731	1.025.590	504.091
	5.673.107	**9.669.867**	**8.551.732**	**24.874.975**	**48.769.681**	**32.974.559**

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

f) Categoria dos instrumentos financeiros

		Controladora		Consolidado	
	Hierarquia	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	2.761.785	1.640.401	5.295.673	3.727.076
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	15.704	55.305	15.704	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	148.453	42.133
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	18.240	19.575	278.966	231.682
Contas a receber de clientes	N.A.	744.717	577.797	1.116.149	1.182.340
Depósitos vinculados	N.A.	52.615	41.675	439.766	397.956
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.522.552	3.465.079
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	8.366	54.670
		3.593.061	**2.334.753**	**10.825.629**	**9.156.241**
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	827.249	874.171	827.249	874.171
Debêntures	Nível 2	4.870.179	2.885.585	4.870.179	2.885.585
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de valor justo	Nível 2	307.358	362.731	307.358	362.731
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	Nível 2	-	-	143.245	36.125
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	393.218	367.974	1.256.445	1.432.007
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	1.686.093	1.633.830	13.008.484	12.969.109
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	504.091	487.287
Debêntures	N.A.	6.657.537	6.459.928	7.134.653	6.918.784
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	N.A.	5.308.700	5.304.952	5.373.458	5.369.104
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos[1]	N.A.	-	-	30.689	30.932
Ressarcimento às distribuidoras[1]	N.A.	-	-	423.216	417.217
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge* de fluxo de caixa	Nível 2	-	-	429	-
		20.050.334	**17.889.171**	**33.879.496**	**31.783.052**

(1) Apresentado como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

g) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças significativas entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.03.2025		31.12.2024	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	1.686.093	1.719.545	1.633.830	1.667.666
Empréstimos em moeda estrangeira	827.249	827.246	874.171	874.168
Debêntures	11.527.716	11.068.821	9.345.513	8.750.727
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.308.700	5.372.301	5.304.952	5.119.353
	19.349.758	**18.987.913**	**17.158.466**	**16.411.914**

	Consolidado			
	31.03.2025		31.12.2024	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.522.552	3.247.614	3.465.079	3.482.187
	3.522.552	**3.247.614**	**3.465.079**	**3.482.187**
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	13.008.484	13.156.991	12.969.109	13.306.199
Empréstimos em moeda estrangeira	827.249	827.246	874.171	874.168
Ações preferenciais resgatáveis	504.091	520.750	487.287	504.381
Debêntures	12.004.832	12.045.024	9.804.369	9.527.744
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.373.458	5.439.662	5.369.104	5.182.139
	31.718.114	**31.989.673**	**29.504.040**	**29.394.631**

NOTA 14. INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Os instrumentos de dívida são compostos pelo saldo de empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis.

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	2.513.342	2.508.001	13.835.733	13.843.280
Debêntures	11.527.716	9.345.513	12.004.832	9.804.369
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	504.091	487.287
	14.041.058	**11.853.514**	**26.344.656**	**24.134.936**
Passivo circulante	1.760.853	1.659.643	2.775.468	2.620.932
Passivo não circulante	12.280.205	10.193.871	23.569.188	21.514.004
	14.041.058	**11.853.514**	**26.344.656**	**24.134.936**

a) Composição

	Controladora					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	20.419	1.661.254	1.681.673	-	1.629.543	1.629.543
Encargos	4.420	-	4.420	4.287	-	4.287
	24.839	**1.661.254**	**1.686.093**	**4.287**	**1.629.543**	**1.633.830**
Debêntures						
ENGIE – 6ª emissão	182.507	178.460	360.967	180.305	173.482	353.787
ENGIE – 7ª emissão	368.020	328.877	696.897	360.448	322.358	682.806
ENGIE – 9ª emissão	667.326	1.540.208	2.207.534	659.726	1.504.508	2.164.234
ENGIE – 10ª emissão	10.186	432.765	442.951	10.020	424.004	434.024
ENGIE – 11ª emissão	-	2.491.160	2.491.160	-	2.450.668	2.450.668
ENGIE – 12ª emissão	-	1.845.027	1.845.027	-	1.791.382	1.791.382
ENGIE – 13ª emissão	-	1.292.165	1.292.165	-	1.241.523	1.241.523
ENGIE – 14ª emissão	-	1.849.447	1.849.447	-	-	-
Encargos	242.336	99.232	341.568	162.401	64.688	227.089
	1.470.375	**10.057.341**	**11.527.716**	**1.372.900**	**7.972.613**	**9.345.513**
	1.495.214	**11.718.595**	**13.213.809**	**1.377.187**	**9.602.156**	**10.979.343**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	-	561.610	561.610	-	591.715	591.715
MUFG[1]	260.799	-	260.799	275.387	-	275.387
Encargos	4.840	-	4.840	7.069	-	7.069
	265.639	**561.610**	**827.249**	**282.456**	**591.715**	**874.171**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**1.760.853**	**12.280.205**	**14.041.058**	**1.659.643**	**10.193.871**	**11.853.514**

(1) MUFG Bank LTD. é a nova denominação do Bank of Tokyo.

Os saldos dos instrumentos de dívida na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Controladora					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**1.760.853**	**12.280.205**	**14.041.058**	**1.659.643**	**10.193.871**	**11.853.514**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(15.704)	(15.704)	-	(55.305)	(55.305)
Posição passiva[1]	22.592	284.766	307.358	5.435	357.296	362.731
Empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos efeitos do *hedge*	**1.783.445**	**12.549.267**	**14.332.712**	**1.665.078**	**10.495.862**	**12.160.940**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

	Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	561.001	10.337.885	10.898.886	532.699	10.318.983	10.851.682
BASA	24.300	758.514	782.814	24.000	764.808	788.808
BNB	42.838	1.244.900	1.287.738	42.170	1.255.903	1.298.073
Encargos	39.046	-	39.046	30.546	-	30.546
	667.185	**12.341.299**	**13.008.484**	**629.415**	**12.339.694**	**12.969.109**
Debêntures						
ENGIE – 6ª emissão	182.507	178.460	360.967	180.305	173.482	353.787
ENGIE – 7ª emissão	368.020	328.877	696.897	360.448	322.358	682.806
ENGIE – 9ª emissão	667.326	1.540.208	2.207.534	659.726	1.504.508	2.164.234
ENGIE – 10ª emissão	10.186	432.765	442.951	10.020	424.004	434.024
ENGIE – 11ª emissão	-	2.491.160	2.491.160	-	2.450.668	2.450.668
ENGIE – 12ª emissão	-	1.345.671	1.345.671	-	1.292.154	1.292.154
ENGIE – 13ª emissão	-	1.292.165	1.292.165	-	1.241.523	1.241.523
ENGIE – 14ª emissão	-	1.849.447	1.849.447	-	-	-
Jaguara – 1ª emissão	185.149	288.031	473.180	182.255	281.320	463.575
Miranda – 1ª emissão	126.312	199.651	325.963	124.329	195.053	319.382
São Pedro II - 1ª emissão	9.358	101.110	110.468	9.214	99.127	108.341
São Pedro IV - 1ª emissão	8.027	86.724	94.751	7.903	85.023	92.926
Encargos	259.248	54.430	313.678	164.719	36.230	200.949
	1.816.133	**10.188.699**	**12.004.832**	**1.698.919**	**8.105.450**	**9.804.369**
Ações preferenciais resgatáveis	**26.511**	**477.580**	**504.091**	**10.142**	**477.145**	**487.287**
	2.509.829	**23.007.578**	**25.517.407**	**2.338.476**	**20.922.289**	**23.260.765**
Moeda estrangeira – com *hedge*						
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	-	561.610	561.610	-	591.715	591.715
MUFG[1]	260.799	-	260.799	275.387	-	275.387
Encargos	4.840	-	4.840	7.069	-	7.069
	265.639	**561.610**	**827.249**	**282.456**	**591.715**	**874.171**
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**2.775.468**	**23.569.188**	**26.344.656**	**2.620.932**	**21.514.004**	**24.134.936**

(1) MUFG Bank LTD. é a nova denominação do Bank of Tokyo.

Os saldos dos instrumentos de dívida no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	**2.775.468**	**23.569.188**	**26.344.656**	**2.620.932**	**21.514.004**	**24.134.936**
Efeitos do *hedge* (*swap*) de valor justo						
Posição ativa	-	(15.704)	(15.704)	-	(55.305)	(55.305)
Posição passiva[1]	22.592	284.766	307.358	5.435	357.296	362.731
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis líquidos dos efeitos do *hedge*	**2.798.060**	**23.838.250**	**26.636.310**	**2.626.367**	**21.815.995**	**24.442.362**

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Mutação

	Controladora			Consolidado			
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Total	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Total
Saldos em 31.12.2024	**2.508.001**	**9.345.513**	**11.853.514**	**13.843.280**	**9.804.369**	**487.287**	**24.134.936**
Ingressos	-	1.955.869	**1.955.869**	-	1.955.869	-	**1.955.869**
Juros	31.351	213.473	**244.824**	35.982	212.277	16.804	**265.063**
Variações monetárias	25.244	112.472	**137.716**	159.612	131.928	-	**291.540**
Juros e V.M. capitalizados	-	-	**-**	141.264	-	-	**141.264**
Variações cambiais	(67.709)	-	**(67.709)**	(67.709)	-	-	**(67.709)**
Ajuste a valor justo	22.698	(5.736)	**16.962**	22.698	(5.736)	-	**16.962**
Amortização de principal	-	-	**-**	(151.668)	-	-	**(151.668)**
Amortização de juros	(6.243)	(93.875)	**(100.118)**	(147.726)	(93.875)	-	**(241.601)**
Saldos em 31.03.2025	**2.513.342**	**11.527.716**	**14.041.058**	**13.835.733**	**12.004.832**	**504.091**	**26.344.656**

(1) Mais informações vide Nota 9 – Investimentos.

b.1) Principais transações realizadas em 2025

b.1.1) Debêntures em moeda nacional

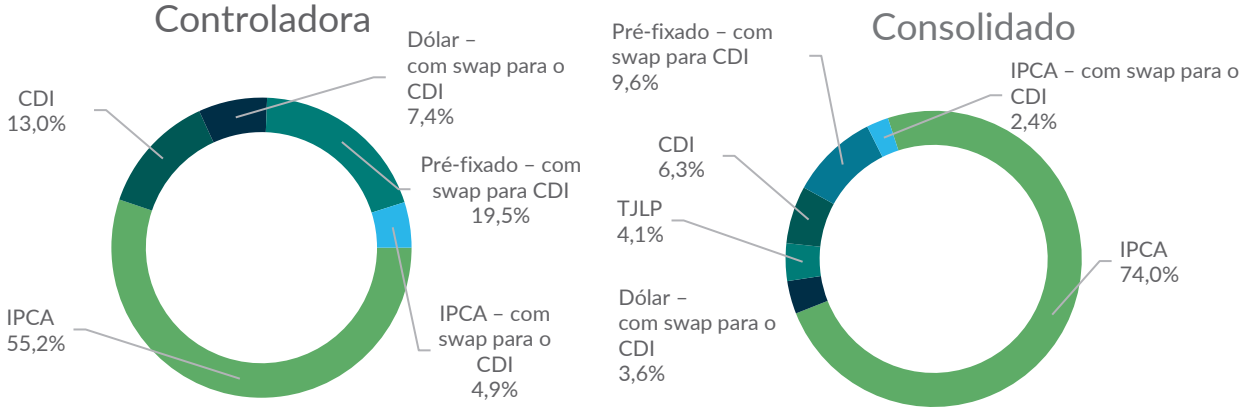
b.1.1.1) Emissão de novas debêntures

Em 14.03.2025, ocorreu a liquidação financeira da 14ª emissão de debêntures simples pela Controladora, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em 2 séries, nos termos da Resolução CVM nº 160/2022, no montante total de R$ 2.000.000 (R$ 1.955.869, líquidos dos custos de emissão). A fim de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros da emissão, a Companhia contratou operações de *swap* no período da liquidação, para ambas as series. A operação de *swap* referente à Série 1 foi contratada com Banco Safra, enquanto para a série 2 foram contratadas 2 operações de *swap* juntos aos Bancos XP Investimentos e Santander, nos montantes de R$ 812.500 e R$ 187.500, respectivamente. Os recursos provenientes dessa emissão de debêntures serão destinados à execução do plano de investimentos da Companhia e à formação de capital de giro.

			Condições de pagamento			
Debênture	Valor	Quantidade	Remuneração (a.a.)	Vencimento	Principal	Juros
14ª Emissão – Série 1	1.000.000	1.000.000	14,3509% com *swap* para CDI - 0,29%	01.2032	2 parcelas anuais a partir de 01.2031	Anuais a partir de 01.2027
14ª Emissão – Série 2	1.000.000	1.000.000	IPCA + 7,5568% com *swap* para CDI -0,23%	01.2032	2 parcelas anuais a partir de 01.2031	Anuais a partir de 01.2027

c) Composição das dívidas por indexadores e moeda

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	-	-	975.351	994.475
IPCA	1.686.093	1.633.830	12.033.133	11.974.634
Moeda estrangeira – com *hedge*				
Dólar – com *swap* para o CDI	827.249	874.171	827.249	874.171
	2.513.342	**2.508.001**	**13.835.733**	**13.843.280**
Debêntures				
IPCA	5.071.606	4.923.676	6.092.880	5.910.218
CDI	1.585.931	1.536.252	1.041.773	1.008.566
IPCA – com *swap* para o CDI	1.538.051	575.402	1.538.051	575.402
PRE – com *swap* para o CDI	3.332.128	2.310.183	3.332.128	2.310.183
	11.527.716	**9.345.513**	**12.004.832**	**9.804.369**
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	504.091	487.287
	14.041.058	**11.853.514**	**26.344.656**	**24.134.936**



d) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis apresentados no passivo não circulante

	Controladora				
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
Abril a dezembro de 2026	621.655	1.460.618	2.082.273	(15.704)	2.066.569
2027	80.061	875.193	955.254	2.012	957.266
2028	80.061	1.116.524	1.196.585	48.944	1.245.529
2029	80.061	1.124.396	1.204.457	61.919	1.266.376
2030	80.061	1.367.336	1.447.397	125.980	1.573.377
2031 a 2035	400.303	3.661.937	4.062.240	45.911	4.108.151
2036 a 2040	400.303	168.609	568.912	-	568.912
2041 a 2045	400.303	168.571	568.874	-	568.874
2046	80.056	114.157	194.213	-	194.213
Total	**2.222.864**	**10.057.341**	**12.280.205**	**269.062**	**12.549.267**

	Consolidado					
	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	APR	Instrumentos de dívida	Efeitos de *hedge*	Instrumentos de dívida líquidos de *hedge*
Abril a dezembro de 2026	1.082.532	1.252.977	11.196	2.346.705	(15.704)	2.331.001
2027	708.022	1.062.316	10.761	1.781.099	2.012	1.783.111
2028	724.009	1.135.599	28.261	1.887.869	48.944	1.936.813
2029	734.067	1.144.234	40.761	1.919.062	61.919	1.980.981
2030	742.630	1.387.987	50.761	2.181.378	125.980	2.307.358
2031 a 2035	3.796.234	3.754.249	335.840	7.886.323	45.911	7.932.234
2036 a 2040	3.167.127	168.609	-	3.335.736	-	3.335.736
2041 a 2045	1.863.289	168.571	-	2.031.860	-	2.031.860
2046 a 2047	84.999	114.157	-	199.156	-	199.156
Total	**12.902.909**	**10.188.699**	**477.580**	**23.569.188**	**269.062**	**23.838.250**

e) Compromissos contratuais (*covenants*)

Não houve alteração nos compromissos financeiros contratuais (*covenants*) quando comparados aos apresentados na Nota 14 – Instrumentos de dívida das demonstrações financeiras de 31.12.2024. Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos não geraram inadimplemento pela Companhia e suas controladas. Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

NOTA 15. CONCESSÕES A PAGAR (Uso de Bem Público)

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Usina Hidrelétrica Cana Brava	3.156.994	3.158.133	3.156.994	3.158.133
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.509.104	1.509.346	1.509.104	1.509.346
Usina Hidrelétrica São Salvador	642.602	637.473	642.602	637.473
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	64.758	64.152
	5.308.700	**5.304.952**	**5.373.458**	**5.369.104**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	800.793	789.209	809.121	796.725
Passivo não circulante	4.507.907	4.515.743	4.564.337	4.572.379
	5.308.700	**5.304.952**	**5.373.458**	**5.369.104**

b) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2024	**5.304.952**	**5.369.104**
Atualização do valor presente	120.230	121.412
Variações monetárias	89.764	91.327
Amortizações	(206.246)	(208.385)
Saldos em 31.03.2025	**5.308.700**	**5.373.458**

c) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
Abril a dezembro 2026	567.955	573.714
2027	699.366	706.430
2028	638.359	644.779
2029	582.822	588.659
2030	532.155	537.462
2031 a 2035	1.444.733	1.464.844
2036 a 2038	42.517	48.449
Concessões a pagar	**4.507.907**	**4.564.337**

NOTA 16. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

a) Composição

	Controladora e Consolidado					
	31.03.2025			31.12.2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	32.737	225.890	258.627	31.791	230.071	261.862
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	46	-	46
Déficit não contratado	447	2.018	2.465	447	1.906	2.353
Passivo atuarial registrado	**33.230**	**227.908**	**261.138**	**32.284**	**231.977**	**264.261**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	Controladora e Consolidado
	PREVIG
Abril a dezembro de 2026	25.131
2027	35.806
2028	37.853
2029	37.217
2030	20.254
2031 a 2035	69.629
	225.890

b) Mutação das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Planos			
	PREVIG BD-2	PREVIG BD-1	GC	Total
Passivo registrado em 31.12.2024	**261.862**	**46**	**2.353**	**264.261**
Contribuição e custo do serviço corrente	-	-	49	49
Pagamentos de obrigações contratadas	(11.906)	-	-	(11.906)
Juros líquidos sobre passivo atuarial líquido	8.672	-	62	8.734
Passivo registrado em 31.03.2025	**258.628**	**46**	**2.464**	**261.138**

NOTA 17. PROVISÕES

a) Composição das provisões

A composição das contingências de riscos prováveis de desembolso futuro e das provisões de desmobilização de ativos de geração é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	23.124	22.564	40.589	39.209
Ambientais	25.351	24.284	25.351	24.284
Benefícios de aposentadoria	5.170	3.764	5.170	3.764
Ações diversas	4.955	6.039	10.884	11.567
	58.600	**56.651**	**81.994**	**78.824**
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	121.498	120.382	121.498	120.382
Ações diversas	6.207	7.239	7.089	8.105
	127.705	**127.621**	**128.587**	**128.487**
Trabalhistas	**31.723**	**30.623**	**31.949**	**30.843**
Desmobilização de ativos de geração	-	-	**395.345**	**366.094**
	218.028	**214.895**	**637.875**	**604.248**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	5.531	5.531	5.826	5.819
Passivo não circulante	212.497	209.364	632.049	598.429
	218.028	**214.895**	**637.875**	**604.248**

b) Riscos possíveis e remotos

b.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Fiscais	**1.740.695**	**1.705.491**	**1.754.411**	**1.709.570**
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	892.513	876.866	892.513	876.866
Contingências vinculadas a subsidiária alienada	616.861	603.499	616.861	603.499
Créditos extemporâneos de PIS/Cofins	93.216	91.238	93.216	91.238
Denúncia espontânea	13.520	13.398	13.520	13.398
Outros	124.585	120.490	138.301	124.569
Cíveis	**56.538**	**54.182**	**120.708**	**132.753**
Trabalhistas	**6.322**	**6.230**	**6.402**	**6.308**
	1.803.555	**1.765.903**	**1.881.521**	**1.848.631**

Nos três meses de 2025 não houve atualizações significativas nos principais processos avaliados como sendo de risco possível, os quais estão apresentados na Nota 17 – Provisões e depósitos judiciais, das demonstrações financeiras de 31.12.2024.

b.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Fiscais	190.422	188.228	260.760	191.158
Cíveis	463.481	450.669	501.842	452.906
Trabalhistas	124.168	123.878	145.184	144.580
	778.071	**762.775**	**907.786**	**788.644**

NOTA 18. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS

a) Imposto de renda e contribuição social

a.1) Composição

	Controladora				
	31.03.2025				31.12.2024
Natureza	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	1.838.904	459.726	165.501	625.227	650.401
Depreciação acelerada	989.202	247.301	89.028	336.329	334.493
AVJ e AVM sobre debêntures	482.417	120.604	43.418	164.022	162.071
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	324.312	81.078	29.188	110.266	115.181
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	121.498	30.375	10.935	41.310	40.930
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Encargos financeiros capitalizados	49.627	12.407	4.466	16.873	17.071
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	27.998	7.000	2.520	9.520	16.226
Outros	238.841	59.710	21.496	81.206	82.300
		1.043.278	**375.580**	**1.418.858**	**1.452.778**
Ativo:					
Perdas não realizadas em operações de *hedge*	282.312	70.578	25.408	95.986	100.339
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	145.421	36.355	13.088	49.443	49.443
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	121.498	30.375	10.935	41.310	40.930
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	97.229	24.307	8.751	33.058	33.705
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	88.656	22.164	7.979	30.143	29.456
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	2.491	623	224	847	809
Outros	104.812	26.203	9.433	35.636	33.101
		222.829	**80.218**	**303.047**	**304.407**
Valor líquido		**820.449**	**295.362**	**1.115.811**	**1.148.371**

Natureza	Consolidado				
	31.03.2025				31.12.2024
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Remuneração do ativo financeiro de concessão	3.311.915	827.979	298.072	1.126.051	1.074.846
Repactuação do risco hidrológico	2.085.944	504.054	187.735	691.789	717.422
Receita/custo de construção de infraestrutura de transmissão	1.890.336	472.584	170.130	642.714	571.095
Depreciação acelerada	1.359.508	304.737	122.356	427.093	414.293
Apropriação dos encargos financeiros	1.068.265	267.066	96.144	363.210	318.910
Intangível de bonificação pela outorga	616.459	154.115	55.481	209.596	202.531
AVJ e AVM sobre debêntures	482.417	120.604	43.418	164.022	162.071
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	324.312	81.078	29.188	110.266	115.181
Valor justo de direitos de projeto adquirido	216.409	54.102	19.477	73.579	74.380
ICMS sobre venda de energia elétrica	121.498	30.375	10.935	41.310	40.930
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	33.206	8.302	2.989	11.291	19.077
Outros	260.475	65.002	23.443	88.445	89.534
		2.915.075	**1.068.396**	**3.983.471**	**3.834.375**
Ativo:					
RBO	2.324.322	581.081	209.189	790.270	758.284
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	623.622	155.906	56.126	212.032	211.794
Perdas não realizados em operações de *hedge*	282.314	70.579	25.408	95.987	100.339
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	162.068	40.517	14.586	55.103	54.954
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	121.498	30.375	10.935	41.310	40.930
Custo de gestão de infraestrutura da usina	119.247	29.812	10.732	40.544	40.833
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	100.919	24.028	9.083	33.111	32.116
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	97.229	24.307	8.751	33.058	33.705
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	48.894	12.224	4.400	16.624	16.624
Obrigações com benefícios de aposentadoria	2.491	623	224	847	809
Outros	137.650	34.413	12.387	46.800	44.784
		1.003.865	**361.821**	**1.365.686**	**1.335.172**
Valor líquido		**1.911.210**	**706.575**	**2.617.785**	**2.499.203**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		1.928.913	712.949	2.641.862	2.519.353
Ativo[1]		(17.703)	(6.374)	(24.077)	(20.150)
Total		**1.911.210**	**706.575**	**2.617.785**	**2.499.203**

(1) Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

c.2) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2024	**1.148.371**	**2.499.203**
Impostos diferidos no resultado	(32.560)	118.582
Saldos em 31.03.2025	**1.115.811**	**2.617.785**

c.3) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Abril a dezembro de 2025	18.085	51.873	66.041	90.161
2026	41.735	117.157	83.097	299.791
2027	57.940	73.394	116.531	224.464
2028	47.394	103.829	98.401	245.221
2029	27.867	120.435	77.700	252.950
2030 a 2032	72.371	494.990	207.026	823.275
2033 a 2035	21.967	267.270	153.491	538.338
2036 a 2038	4.201	67.683	133.622	306.549
2039 em diante	11.487	122.227	429.777	1.202.722
	303.047	**1.418.858**	**1.365.686**	**3.983.471**

b) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora					
	2025			2024		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**761.652**	**761.652**	**761.652**	**2.227.778**	**2.227.778**	**2.227.778**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(190.413)**	**(68.549)**	**(258.962)**	**(556.945)**	**(200.500)**	**(757.445)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	187.217	67.398	254.615	155.272	55.898	211.170
Incentivos fiscais[1]	150	-	150	2.203	-	2.203
Outros	8.240	3.008	11.248	686	(298)	388
	5.194	**1.857**	**7.051**	**(398.784)**	**(144.900)**	**(543.684)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(18.699)	(6.810)	(25.509)	(386.225)	(140.445)	(526.670)
Diferido	23.893	8.667	32.560	(12.559)	(4.455)	(17.014)
	5.194	**1.857**	**7.051**	**(398.784)**	**(144.900)**	**(543.684)**
Alíquota efetiva[2]	**-0,7%**	**-0,2%**	**-0,9%**	**17,9%**	**6,5%**	**24,4%**

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.
(2) A variação da alíquota efetiva se deve, substancialmente, pelas alienações societárias realizadas no ano de 2024, assim como pela realização do diferido por meio da alienação, em 2025, de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.

	Consolidado					
	2025			2024		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	**1.098.881**	**1.098.881**	**1.098.881**	**2.394.604**	**2.394.604**	**2.394.604**
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	**(274.720)**	**(98.899)**	**(373.619)**	**(598.651)**	**(215.514)**	**(814.165)**
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	41.695	15.010	56.705	40.384	14.538	54.922
Incentivos fiscais[1]	20.899	-	20.899	22.012	-	22.012
Variação entre bases do lucro real e presumido	8.837	1.773	10.610	34.748	11.061	45.809
Outros	7.391	5.482	12.873	(12.684)	(6.136)	(18.820)
	(195.898)	**(76.634)**	**(272.532)**	**(514.191)**	**(196.051)**	**(710.242)**
Composição dos tributos no resultado						
Corrente	(105.288)	(48.662)	(153.950)	(449.769)	(172.925)	(622.694)
Diferido	(90.610)	(27.972)	(118.582)	(64.422)	(23.126)	(87.548)
	(195.898)	**(76.634)**	**(272.532)**	**(514.191)**	**(196.051)**	**(710.242)**
Alíquota efetiva[2]	**17,8%**	**7,0%**	**24,8%**	**21,5%**	**8,2%**	**29,7%**

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido. Em 2024, a controlada Companhia Energético Estreito, obteve junto ao órgão competente a aprovação da renovação do benefício SUDENE, para o período de 01.01.2024 a 31.12.2033.
(2) A variação da alíquota efetiva se deve, substancialmente, pelas alienações societárias realizadas no ano de 2024, assim como pela realização do diferido por meio da alienação, em 2025, de ativo regulatório associado ao período de extensão compensatória do Consórcio UHE Machadinho, com uma das consorciadas.

NOTA 19. OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2025	31.12.2024	31.03.2025	31.12.2024
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	423.216	417.217
Fornecedores[1]	63.545	61.191	341.407	332.126
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*[2]	307.358	362.731	307.787	362.731
Adiantamento de clientes	-	-	286.802	298.330
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	30.689	30.932
Dividendos e JCP não reclamados	9.559	14.092	9.740	14.273
Outras contas a pagar	39.506	36.426	131.775	156.478
	419.968	**474.440**	**1.531.416**	**1.612.087**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	67.288	51.580	489.655	496.338
Passivo não circulante	352.680	422.860	1.041.761	1.115.749
	419.968	**474.440**	**1.531.416**	**1.612.087**

(1) Mais informações vide Nota 12 - Fornecedores.
(2) Mais informações vide Nota 13 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

a) Ressarcimentos às distribuidoras

A Companhia apresenta em seu passivo montante relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V e dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu, Floresta e Conjunto Fotovoltaico Engie Energia Solar I. Estes contratos preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês, e posterior ressarcimento por parte da Companhia. Em 31.03.2025, as movimentações decorrem do reconhecimento de novos montantes de ressarcimento às distribuidoras, os quais foram atenuados pela realização de saldos de ressarcimento de exercícios anteriores.

b) Obrigações vinculadas à aquisição de ativos

Em 31.03.2025, a Companhia, por meio de suas controladas, mantinha registrados os montantes de R$ 19.800, R$ 5.513, R$ 3.114 e R$ 2.262 (R$ 243 de variação monetária) relativos ao reajuste do preço de compra da Solairedirect, à aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá, ao Conjunto Eólico Santo Agostinho e ao Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, respectivamente.

c) Autoprodução por equiparação

Em fevereiro de 2025 e março de 2025, a EBE concluiu a venda de ações ordinárias da Assuruá Participações I S.A. e da Assuruá Participações II S.A., respectivamente. As transações têm por objetivo a comercialização de energia na modalidade de autoprodução. Essas transações permitem que o detentor das ações ordinárias adquira energia com isenção tarifária até o limite de sua participação na SPE. Para fins de reconhecimento, a venda se trata de um instrumento com opção de recompra, o CPC 39 (IAS 32) item 16A determina que tal instrumento seja classificado como passivo financeiro e não como item de patrimônio, assim não se espera impacto nos Investimentos, o respectivo passivo foi contabilizado na rubrica “Outros passivos não circulantes”.

NOTA 20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 7.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos períodos findos em 31.03.2025 e 31.12.2024.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.03.2025 e 31.12.2024, era R$ 4.902.648, totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.03.2025, era de R$ 14,81 (R$ 13,81 por ação em 31.12.2024).

O quadro societário da Companhia, em 31.03.2025 e 31.12.2024, era este:

	31.03.2025 / 31.12.2024	
Acionistas	**Lote de ações ordinárias**	**Participação no capital**
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.425.026	9,86%
Demais acionistas	174.861.923	21,43%
	815.927.740	**100,00%**

Em 31.03.2025 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 64.982 ações da Companhia (50.122 em 31.12.2024).

c) Reservas de capital

Em 16.03.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas em contrato, foi concluída a operação de aquisição de 100% das ações da da ENGIE Solar e da Solairedirect, empresa anteriormente detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta. A operação resultou no registro do montante de R$ 176.543 em reservas de capital, correspondentes à diferença entre o valor da contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos e passivos transferidos.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; (ii) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG; (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre empréstimos/ financiamentos e debêntures em moeda estrangeira firmados, pelo Conjunto Eólico Serra do Assuruá e pelo Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; e (iv) efeitos de outros resultados abrangentes de participação em controlada em conjunto pela TAG.

NOTA 21. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Receita operacional bruta				
Ambiente de Contratação Regulado[1]	788.306	718.455	1.195.932	1.101.145
Ambiente de Contratação Livre[2]	888.940	490.673	1.063.306	1.018.241
Serviços prestados	-	-	73.127	62.817
Operações de *trading*	-	-	51.712	59.421
Transações de energia no mercado de curto prazo	2.496	55.218	24.792	166.058
Outras receitas	25.325	22.558	13.725	9.407
	1.705.067	**1.286.904**	**2.422.594**	**2.417.089**
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(151.739)	(112.904)	(205.955)	(205.170)
Pesquisa e desenvolvimento	(8.276)	(10.556)	(12.389)	(14.386)
ICMS	(5.491)	(4.696)	(5.491)	(4.696)
ISSQN	(969)	(962)	(969)	(962)
	(166.475)	**(129.118)**	**(224.804)**	**(225.214)**
Outras				
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	355.105	27.846
Remuneração de ativo de contrato	-	-	309.572	254.476
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	150.602	135.220
	-	-	**815.279**	**417.542**
Receita operacional líquida	**1.538.592**	**1.157.786**	**3.013.069**	**2.609.417**

(1) Distribuidoras de energia elétrica.
(2) Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

NOTA 22. DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos operacionais

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	325.418	26.061
Depreciação e amortização	95.943	95.348	311.651	235.250
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	107.014	112.238	190.287	171.621
Compras de energia[1]	577.070	113.536	184.858	374.401
Materiais e serviços de terceiros	27.165	18.443	118.703	95.809
Pessoal	50.569	46.893	63.374	59.696
Royalties	45.270	50.888	52.776	62.579
Transações no mercado de energia de curto prazo[1]	26.668	4.411	49.414	22.754
Seguros	12.288	10.512	34.369	25.822
Outros	9.739	14.577	41.471	20.419
	951.726	**466.846**	**1.372.321**	**1.094.412**
Classificação no resultado				
Custos operacionais	943.888	459.399	1.364.471	1.086.756
Custo dos serviços prestados	7.838	7.447	7.850	7.656
	951.726	**466.846**	**1.372.321**	**1.94.412**

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.

a.1) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	577.070	113.536	138.573	317.562
Operações de *trading*	-	-	45.485	51.549
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	800	5.290
	577.070	**113.536**	**184.858**	**374.401**
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	26.668	4.411	49.414	22.754
	26.668	**4.411**	**49.414**	**22.754**

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Pessoal e administradores	50.054	45.386	51.378	45.583
Materiais e serviços de terceiros	24.877	39.437	26.234	41.186
Depreciação e amortização	10.180	10.367	10.274	10.467
Propaganda e publicidade	5.015	4.313	5.015	4.313
Contribuições e doações	2.024	1.899	3.543	3.153
Seguros	64	285	73	325
Outros	2.543	1.535	3.179	4.273
	94.757	**103.222**	**99.696**	**109.300**
Classificação no resultado				
Despesas com vendas	11.683	10.366	14.920	12.486
Despesas gerais e administrativas	83.074	92.856	84.776	96.814
	94.757	**103.222**	**99.696**	**109.300**

NOTA 23. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	43.076	134.752	103.461	182.160
Renda de depósitos vinculados	1.053	800	11.565	8.369
Juros e variação monetária sobre:				
Alienação de subsidiária	5.057	4.816	5.057	4.816
Contas a receber	1.242	566	2.654	1.690
Depósitos judiciais	1.096	12.951	1.557	13.237
Outras receitas financeiras	10.667	621	18.990	1.879
	62.191	**154.506**	**143.284**	**212.151**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	382.540	235.202	556.603	463.161
Hedge de valor justo sobre instrumentos de dívida	21.893	42.625	21.893	42.625
Provisões	2.397	(18.143)	11.379	(10.047)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	8.734	8.127	8.734	8.127
Outros	1.527	14.768	13.107	20.768
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(67.709)	48.857	(67.709)	48.857
Hedge sobre instrumentos de dívida	67.709	(48.857)	67.709	(48.857)
Ajuste a valor justo	(64.555)	29.946	(64.555)	29.946
Outras despesas financeiras	(313)	595	6.779	5.975
	352.223	**313.120**	**553.940**	**560.555**
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**209.994**	**174.078**	**212.739**	**176.595**
Despesas financeiras, líquidas	**500.026**	**332.692**	**623.395**	**524.999**

NOTA 24. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui transações com partes relacionadas, cujas informações mais detalhadas podem ser observadas na Nota 25 – Transações com partes relacionadas das demonstrações financeiras de 31.12.2024. As principais transações são estas:

- Compra e venda de energia;

- Operação e manutenção;

- Serviços administrativos e financeiros;

- Garantias; e

- Avais e fianças.

Não houve alteração significativa nas transações com partes relacionadas no período de três meses findo em 31.03.2025.

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

a.1) Controladora

	ATIVO			PASSIVO			
	Contas a receber		Dividendos	Fornecedor		JCP / dividendos	Debêntures[1]
	Energia	Serviços e outros ativos		Energia	Outros		
31.03.2025							
EBC	319.500	143	40.204	-	-	-	-
EBV	32.725	48	2.132	169.829	-	-	-
ECP e controladas	10.654	11.907	871.086	-	-	-	544.158
ENGIE Trading	900	143	-	191	-	-	-
CEE	589	903	127.991	-	-	-	-
Jaguara	338	-	127.798	13.741	-	-	-
ETP II e controladas	-	1.484	76.069	-	23	-	-
TAG	-	3	-	-	-	-	-
Miranda	-	-	35.921	8.035	-	-	-
Itasa	-	-	732	30.555	-	-	-
ENGIE Participações	-	-	-	-	1.912	893.201	-
Outras	14	2.631	1.488	1.598	280	-	-
Total	**364.720**	**17.262**	**1.283.421**	**223.949**	**2.215**	**893.201**	**544.158**
31.12.2024	**128.395**	**16.562**	**1.283.421**	**166.229**	**3.988**	**1.039.214**	**527.690**

(1) Saldo composto por principal e encargos.

a.2) Consolidado

	ATIVO	PASSIVO
	Contas a receber	Fornecedor
	Serviços e outros ativos	Outros
31.03.2025		
Solairedirect Holding Brasil	257	-
ENGIE Soluções	164	-
ENGIE S.A	24	-
TAG	3	-
Solairedirect Investment	-	19.800
ENGIE Renouvelables SAS	-	5.256
Engie Brasil Participações	-	1.912
Jirau Energia	-	1.599
Geramamoré Participações	-	125
Tractebel Engineering	-	280
Outras	9	-
Total	**457**	**28.972**
31.12.2024	**656**	**23.444**

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

b.1) Controladora

	Receita			Custo	Custos e Despesas	Despesas Financeiras
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	
2025						
EBC	611.735	-	143	-	-	-
ECV	97.002	-	48	472.969	-	-
ECP e controladas	19.395	-	2.294	-	-	16.472
CEE	3.996	1.787	136	-	-	-
ENGIE Trading	2.889	-	143	453	-	-
Jaguara	1.855	-	-	36.514	-	-
Miranda	740	-	-	21.295	-	-
Itasa	-	7.355	-	47.782	-	-
Outras	89	4.902	1.135	3.817	5.765	-
Total	**737.701**	**14.044**	**3.899**	**582.830**	**5.765**	**16.472**
2024	**382.658**	**14.586**	**3.163**	**122.584**	**439**	**-**

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos e (iv) garantias concedidas a terceiros.

b.2) Consolidado

	Custo	Custos e Despesas
	Compra de energia	Serviços de terceiros
2025		
Jirau Energia	4.212	-
Geramamoré Participações	228	-
ENGIE Renouvelables SAS	-	5.256
Tractebel Engineering	-	739
Total	**4.440**	**5.995**
2024	4.062	659

c) Remuneração das pessoas chaves da Administração e do Conselho Fiscal

As remunerações relacionadas às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário, e do Conselho Fiscal, foi aprovada em AGO, realizadas nos dias 25.04.2025 e 25.04.2024, respectivamente. Os montantes reconhecidos nos períodos foram:

	2025	2024
Remuneração fixa	4.205	4.129
Remuneração variável	2.773	2.870
Encargos sociais	1.182	1.132
Outros	445	453
	8.605	**8.584**

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia. Ademais, o pessoal-chave da Administração da Companhia não detém controle sobre partes relacionadas da entidade, bem como não realiza transações relevantes neste âmbito.

NOTA 25. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

As informações por segmento referentes aos trimestres de 31 de março de 2025 e 2024 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	2025				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	*Trading*		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.275.390**	**690.741**	**46.938**	**-**	**3.013.069**
Custos operacionais	(984.025)	(342.012)	(46.284)	-	(1.372.321)
LUCRO BRUTO	**1.291.365**	**348.729**	**654**	**-**	**1.640.748**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(94.620)	(3.444)	(1.632)	-	(99.696)
Alienação de subsidiária	4.313	-	-	-	4.313
Outras receitas operacionais, líquidas	10.034	98	-	-	10.132
	(80.273)	**(3.346)**	**(1.632)**	**-**	**(85.251)**
Resultado de equivalência patrimonial	**-**	**-**	**-**	**166.779**	**166.779**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**1.211.092**	**345.383**	**(978)**	**166.779**	**1.722.276**

	2024				
	Energia elétrica			Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	*Trading*		
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.254.257**	**300.739**	**54.421**	**-**	**2.609.417**
Custos operacionais	(995.746)	(41.826)	(56.840)	-	(1.094.412)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	**1.258.511**	**258.913**	**(2.419)**	**-**	**1.515.005**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(98.106)	(10.275)	(919)	-	(109.300)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.349.930	1.349.930
Outras receitas operacionais, líquidas	2.075	356	-	-	2.431
	(96.031)	**(9.919)**	**(919)**	**1.349.930**	**1.243.061**
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	161.537	**161.537**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**1.162.480**	**248.994**	**(3.338)**	**1.511.467**	**2.919.603**

NOTA 26. SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – Property Damage and Business Interruption (PDBI) – do programa de seguros corporativos de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2025, os valores em risco cobertos são de R$ 20.381.984 na controladora e de R$ 47.771.778 no consolidado, a saber:

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas hidrelétricas	18.244.460	2.022.707	26.457.316	2.394.963
Usinas complementares (eólicas, biomassa e PCH)[1]	114.391	426	15.008.140	3.251.085
Sistemas de Transmissão	-	-	660.274	-
	18.358.851	**2.023.133**	**42.125.730**	**5.646.048**

(1) A variação é decorrente da inclusão da Central Fotovoltaica Sol do Futuro no programa de seguros corporativos da controladora.

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 3.529.920, por evento.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratada apólice de seguro para o Conjunto Eólico Serra do Assuruá, Conjunto Fotovoltaico Assu Sol e para o projeto de transmissão Asa Branca, cujos limites para danos materiais são de, respectivamente R$ 1.000.000, R$ 3.033.960 e R$ 500.000.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, *cyber*, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

NOTA 27. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui contratos de longo prazo, cujas informações mais detalhadas podem ser observadas na Nota 28 – Compromissos de longo prazo das demonstrações financeiras de 31.12.2024.

Os principais compromissos de longo prazo da Companhia são estes:

- Contratos de utilização do sistema;

- Contratos de operação e manutenção;

- Contratos de aquisição e construção de usinas;

- Contratos de modernização e desenvolvimento;

- Contratos de repactuação do risco hidrológico;

- Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica;

Em 28.02.2025, a Companhia assinou o termo aditivo do contrato de fornecimento dos módulos fotovoltaicos ao projeto do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, aumentando em R$ 6.495 do valor original do contrato, totalizando o montante atualizado em R$ 864.843. A entrada em operação comercial integral está prevista para o segundo semestre de 2025.

Exceto pelos eventos descritos, não houve alteração significativa nos compromissos de longo prazo no período de três meses findo em 31.03.2025.

NOTA 28. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	157.500	16.330	612.500	-
Dividendos e JCP prescritos[1]	4.290	7.321	4.290	7.321
ICMS sobre venda de energia elétrica	1.116	9.025	1.116	9.025
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(8.984)	(21.384)	3.051	(22.131)
Fornecedores de imobilizado e de intangível	2.768	9.297	(121.635)	116.033
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	-	(48.971)	-
Pagamento de parcela não efetiva do *hedge* de obrigações	-	-	-	(35.058)
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.430.335)	-	(1.430.335)
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	-	1.215.952
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	-	-	-	6.587

(1) Dividendos prescritos que retornaram ao Patrimônio Líquido da Companhia.

NOTA 29. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos

Em 25.04.2025, a Assembleia Geral Ordinária aprovou a destinação do lucro líquido e a proposta de distribuição de dividendos adicionais e mínimos obrigatórios sobre o lucro líquido do exercício de 2024, nos valores de R$ 348.033 (R$ 0,42654859017 por ação) e R$ 367.113 (R$ 0,44993276204 por ação), respectivamente. Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento dos dividendos adicionais propostos em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos a partir de 07.05.2025 e serão pagos no dia 23.12.2025.

b) Aprovação da proposta de incorporação da Companhia Energética Estreito

Em RCA realizada dia 07.05.2025, foi aprovada a proposta de incorporação, pela Companhia, de sua controlada, a Companhia Energética Estreito, nos termos do Protocolo de Incorporação e Instrumentos de Justificação para Incorporação a ser assinado entre as companhias. A operação de incorporação será submetida à superior aprovação da assembleia geral dos acionistas das companhias, após serem obtidas as aprovações das autoridades competentes.

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Romary dos Anjos Silva

Gerente do Departamento de Contabilidade

Contadora - CRC SC 036047/O-2

COMENTÁRIOS SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Identificação das projeções

a) Objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, construção de novos sistemas de transmissão e revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Todos os modelos de projeção estão contemplados no item “d” abaixo.

As projeções realizadas são estimativas, as quais a Companhia entende serem razoáveis, que normalmente dependem de eventos futuros. Portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

A ENGIE Brasil Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção (Juros Sobre Capital de Terceiros).

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d) Valores dos indicadores que são objeto das projeções

Os montantes projetados referente ao período findo em 31.12.2024 e 31.03.2025, bem como os montantes realizados referentes em 31.03.2025 encontram-se nas tabelas apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

d.1. Primeiro trimestre de 2025

Projeções para os anos de 2025, 2026 e 2027, vigente no 1° trimestre de 2025 (1T25):

Descrição \ Período de projeção	2025	2026	2027
Financiado com dívida	4.775	1.434	-
Financiado com capital próprio	2.306	725	2.330
Total	**7.081**	**2.159**	**2.330**

Projeções para os anos de 2025, 2026 e 2027, vigente no 4° trimestre de 2024 (4T24):

Descrição \ Período de projeção	2025	2026	2027
Financiado com dívida	2.775	1.434	-
Financiado com capital próprio	1.430	668	2.192
Total	**4.205**	**2.102**	**2.192**

Variações nas projeções informadas entre 1T25 e 4T24:

Descrição \ Período de projeção	2025	2026	2027
Financiado com dívida	2.000	-	-
Financiado com capital próprio	876	57	138
Total	**2.876**	**57**	**138**

Análise das variações relevantes:

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, da assinatura de contrato para aquisição das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, antecipação em 2024 da implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, alteração no cronograma financeiro do Sistema de Transmissão de Asa Branca, da implantação de reforços e ampliações do Sistema de Transmissão Novo Estado e implantação do Sistema de Transmissão de Graúna. Além da alteração na origem de financiamento dos projetos em implantação.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

• 2025: da assinatura de contrato para aquisição das usinas hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, antecipação em 2024 da implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, alteração no cronograma financeiro do Sistema de Transmissão de Asa Branca, da implantação de reforços e ampliações do Sistema de Transmissão Novo Estado e implantação do Sistema de Transmissão de Graúna; e

• 2026 e 2027: às alterações no cronograma financeiro de implantação do Sistema de Transmissão Graúna.

Investimentos realizados no período de três meses findo em 31.03.2025:

Os investimentos da ENGIE Brasil Energia no 1T25 foram de R$ 1.083 milhões, dos quais (i) R$ 1.002 milhões aplicados na construção dos novos projetos, na recuperação e expansão de ativos existentes, bem como considerando os ajustes de preço da aquisição de subsidiárias: R$ 377 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 323 milhões no Sistema de Transmissão Asa Branca, R$ 270 milhões na implantação do Conjunto Eólico Assuruá, R$ 44 milhões na recuperação e expansão do Conjunto Fotovoltaico de Paracatu, R$ 2 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte do Sistema de Transmissão Gralha Azul, R$ 2 milhões no Sistema de Transmissão Graúna, e uma redução de R$ 16 milhões devido ao ajuste do valor final na aquisição das usinas fotovoltaicas da Atlas após conclusão do processo de avaliação do valor justo dos ativos e dos passivos adquiridos; (ii) R$ 44 milhões designados para a revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas e solares; (iii) R$ 20 milhões destinados à modernização da usina de Salto Osório; (iv) R$ 16 milhões destinados à modernização da usina de Jaguara; e (v) R$ 1 milhão na modernização da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

RELATÓRIO DE REVISÃO ESPECIAL DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos administradores e acionistas da
ENGIE Brasil Energia S.A.
Florianópolis – SC

Introdução
Revisamos as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas, da ENGIE Brasil Energia S.A. (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR), referente ao trimestre findo em 31 de março de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findos naquela data, incluindo as notas explicativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 - Demonstração Intermediária e pela elaboração das informações contábeis intermediárias consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 e norma internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, consequentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais
Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 aplicável à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Conclusão sobre as informações intermediárias consolidadas
Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outro assunto

Demonstrações do valor adicionado
As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Blumenau (SC), 7 de maio de 2025

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SC-000048/F

Adilvo França Junior
Contador CRC - 1BA021419/O

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES EXECUTIVOS DA COMPANHIA

Os Diretores Executivos da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Informações Trimestrais da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a revisão dos auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., referenciadas no Relatório de Revisão Especial dos Auditores Independentes apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori Guiyotoku
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Gabriel Mann dos Santos
Diretor de Comercialização de Energia

Guilherme Slovinski Ferrari
Diretor de Novos Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Operação

Marcos Keller Amboni
Diretor de Regulação e Mercado

Luciana Moura Nabarrete
Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade

Paulo Henrique Muller
Diretor de Implantação

Florianópolis, 07 de maio de 2025.

RELATÓRIO RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Os membros efetivos do Comitê de Auditoria recomendam a aprovação das informações contidas nas Informações Trimestrais da Companhia, bem como, concordam com a revisão dos auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., referenciadas no Relatório de Revisão Especial dos Auditores Independentes apresentado.

Paulo de Resende Salgado
Coordenador do Comitê de Auditoria

Manoel Eduardo Lima Lopes
Membro do Comitê de Auditoria

Florianópolis, 07 de maio de 2025.