



Demonstrações financeiras **2025**

Rio Verde Energia S.A.
CNPJ: 05.252.008/0001-69

SUMÁRIO

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	3
Principais indicadores	3
Custos e outros resultados operacionais	4
Ebitda e margem Ebitda	4
Resultado financeiro	5
Endividamento	6
Lucro líquido.....	6
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	7
Balanços patrimoniais.....	7
Demonstrações do resultado	9
Demonstrações do resultado abrangente	10
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	11
Demonstrações dos fluxos de caixa	12
Notas explicativas da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024	13
1. Informações gerais.....	13
2. Apresentação das demonstrações financeiras	16
3. Resumo das políticas contábeis materiais.....	17
4. Gestão de riscos do negócio.....	18
5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas	22
6. Clientes.....	23
7. Tributos a recuperar/recolher	25
8. Imobilizado	25
9. Intangível.....	27
10. Fornecedores	28
11. Encargos setoriais.....	29
12. Financiamentos	30
13. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar	32
14. Uso do bem público (UBP).....	32
15. Partes relacionadas.....	33
16. Provisões.....	34
17. Patrimônio líquido.....	37
18. Receita operacional líquida	38
19. Energia elétrica vendida, comprada e encargos de uso da rede	39

20. Resultado financeiro.....	40
21. Apuração do imposto de renda e contribuição social e tributos diferidos	40
22. Lucro por ação	42
23. Instrumentos financeiros	42
24. Seguros	45
25. Transações não caixa	45
Membros da Governança	46
Relatório sobre a revisão de demonstrações financeiras.....	47

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Nessa seção do documento, são apresentados os principais eventos do exercício-base desta demonstração financeira, em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

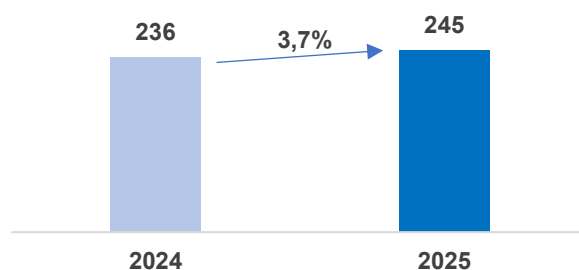
Principais indicadores

	2025	2024	Variação
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	272.803	263.106	3,7%
(-) Deduções à receita operacional	(27.648)	(26.668)	3,7%
Receita operacional líquida	245.155	236.438	3,7%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(79.251)	(67.184)	18,0%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	165.904	169.254	-2,0%
Ebitda	187.441	190.310	-1,5%
Margem Ebitda - %	76,5%	80,5%	-4,0 p.p.
Resultado financeiro	7.231	4.313	67,7%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	173.135	173.567	-0,2%
Lucro líquido do exercício	121.555	121.301	0,2%
Margem líquida - %	49,6%	51,3%	-1,7 p.p.
Quantidade de ações	70.586	70.586	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação	1,72208	1,71849	0,2%

Ebitda - Earnings before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization

A receita operacional líquida do ano de 2025 foi de R\$ 245,2 milhões, que representa um crescimento de R\$ 8,7 milhões em relação ao exercício anterior. Acerca dessa variação vale destacar a atualização pela inflação do contrato bilateral mantido pela Companhia.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)

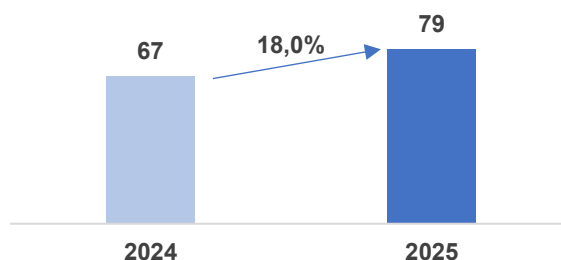


Custos e outros resultados operacionais

	2025	2024	Variação
Pessoal	(5.734)	(5.260)	9,0%
Material	(1.736)	(576)	201,4%
Serviços de terceiros	(6.011)	(4.342)	38,4%
Energia comprada	(19.578)	(12.116)	61,6%
Depreciação e amortização	(21.537)	(21.056)	2,3%
Encargos de uso da rede elétrica	(14.971)	(14.725)	1,7%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(3.294)	(2.866)	14,9%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(500)	(478)	4,6%
Seguros	(428)	(413)	3,6%
Aluguéis	(20)	(19)	5,3%
Provisões para riscos	-	(215)	-100,0%
Compartilhamento de despesas	(2.910)	(3.085)	-5,7%
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	182	-	100,0%
Outros	(2.714)	(2.033)	33,5%
	(79.251)	(67.184)	18,0%

As despesas operacionais totalizaram R\$ 79,3 milhões no ano de 2025, o que representa um aumento de R\$ 12,1 milhões em relação a 2024. Acerca dessa variação vale destacar o aumento de R\$ 7,5 milhões na rubrica de energia comprada, principalmente em virtude de piora no *Generation Scaling Factor* (GSF) na comparação entre os exercícios.

Custos e outros resultados operacionais (R\$ milhões)



Ebitda e margem Ebitda

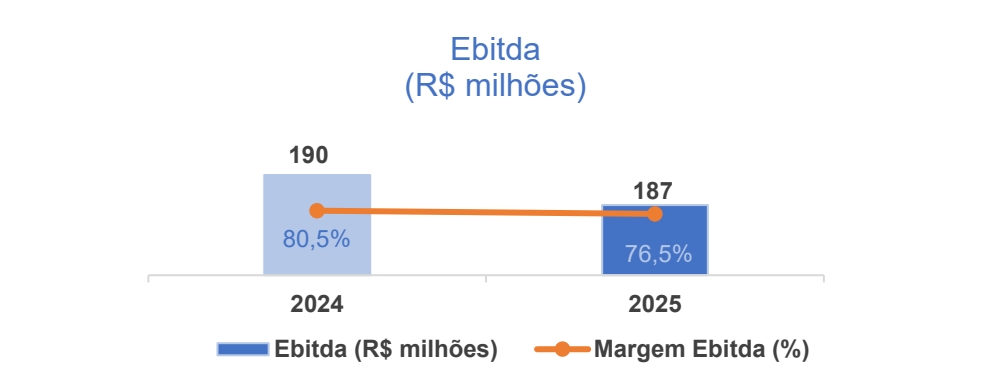
	2025	2024	Variação
Lucro líquido do exercício	121.555	121.301	0,2%
Imposto de renda e contribuição social	51.580	52.266	-1,3%
Resultado financeiro (líquido)	(7.231)	(4.313)	67,7%
Depreciação e amortização	21.537	21.056	2,3%
Ebitda	187.441	190.310	-1,5%
Margem Ebitda	76,5%	80,5%	-4,0 p.p.

O Ebitda é uma medição não contábil que toma como base as disposições da Resolução CVM nº 156/2022. É calculado com o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização.

A Diretoria da Companhia acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, tratando-se de um indicador que é amplamente utilizado por investidores e analistas para avaliar

o desempenho e comparar empresas. O Ebitda não deve ser considerado como uma alternativa ao fluxo de caixa como indicador de liquidez

O Ebitda da Rio Verde medido em 2025 totalizou R\$ 187,4 milhões, representando uma pequena redução de R\$ 2,9 milhões quando comparado ao desempenho do ano de 2024. Essa variação deve-se principalmente ao aumento na rubrica de compra de energia conforme mencionado.



Resultado financeiro

	2025	2024	Varição
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	13.929	13.687	1,8%
Variações monetárias	1.783	575	210,1%
Ajuste a valor presente (AVP)	149	-	100,0%
Outros	(656)	(616)	6,5%
	15.205	13.646	11,4%
Despesas			
Juros	(2.277)	(4.049)	-43,8%
Variações monetárias	(2.862)	(4.850)	-41,0%
Ajuste a valor presente (AVP)	(2.543)	(142)	1.690,8%
Outros	(292)	(292)	0,0%
	(7.974)	(9.333)	-14,6%
Resultado financeiro líquido	7.231	4.313	67,7%

O resultado financeiro líquido apresentado em 2025 foi positivo em R\$ 7,2 milhões, representando uma melhora de R\$ 2,9 milhões, em relação ao ano de 2024. Essa variação deu-se, principalmente, pela redução de R\$ 1,8 milhão nas despesas de juros do financiamento mantido pela Companhia em razão das amortizações realizadas no exercício, além do efeito de atualização monetária do uso do bem público (UBP) que foi maior em R\$ 1,3 milhão em relação ao exercício anterior.

Endividamento

	2025	2024	Varição
Financiamentos	17.936	40.793	-56,0%
Curto prazo	17.936	22.297	-19,6%
Longo prazo	-	18.496	-100,0%
Dívida Bruta	17.936	40.793	-56,0%
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(84.539)	(67.075)	26,0%
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(8.295)	(10.715)	-22,6%
Dívida líquida	(74.898)	(36.997)	102,4%

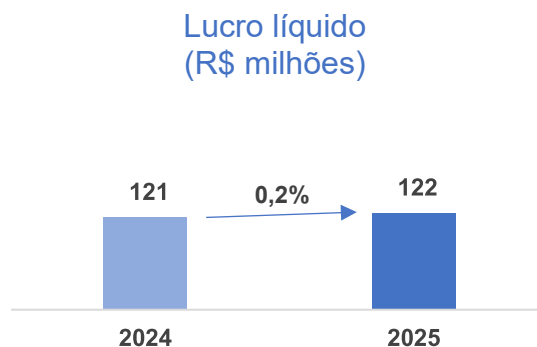
A dívida líquida é composta pelo endividamento deduzindo-se os recursos de caixa e equivalentes de caixa, incluindo aplicações financeiras vinculadas.

Ao final de 2025, a dívida líquida apresentou uma variação positiva de R\$ 37,9 milhões na comparação com a posição final de 2024. Acerca dessa variação, vale destacar redução no saldo do financiamento mantido pela Companhia junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES) em função das amortizações das parcelas durante o exercício, bem como o maior no saldo final de caixa na comparação entre os encerramentos anuais.

Dívidas	Remuneração	Vencimento	2025	2024	Varição
BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	16.656	37.731	-55,9%
BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.280	3.062	-58,2%
			17.936	40.793	-56,0%

Lucro líquido

A Rio Verde apresentou um bom desempenho de resultado no ano de 2025. O lucro líquido anual apurado foi de R\$ 121,6 milhões, muito em linha com o desempenho obtido no ano de 2024.



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Balanços patrimoniais

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2025	2024
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	84.539	67.075
Clientes	6	21.615	22.190
Tributos a recuperar	7	6	-
Partes relacionadas	15.3	16	-
Outros créditos		3.456	2.706
Total do ativo circulante		109.632	91.971
Não circulante			
Realizável a longo prazo			
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	8.295	10.715
Outros créditos		4	-
		8.299	10.715
Imobilizado	8	332.485	351.601
Intangível	9	48.996	51.494
Total do ativo não circulante		389.780	413.810
Total do ativo		499.412	505.781

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balanços patrimoniais

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Passivo	Nota	2025	2024
Circulante			
Fornecedores	10	4.619	2.934
Salários, provisões e contribuições sociais		749	692
Tributos a recolher	7	47.257	43.281
Encargos setoriais	11	771	861
Indenização socioambiental		1.074	1.021
Financiamentos	12	17.936	22.297
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	13	140.600	104.450
Uso do bem público (UBP)	14	2.526	2.435
Partes relacionadas	15.3	269	268
Provisões	16	128	-
Outras obrigações		-	6
Total do passivo circulante		215.929	178.245
Não circulante			
Tributos diferidos	21.2	37.822	42.724
Encargos setoriais	11	3.551	2.476
Financiamentos	12	-	18.496
Uso do bem público (UBP)	14	21.625	22.196
Provisões	16	731	445
Total do passivo não circulante		63.729	86.337
Total do passivo		279.658	264.582
Patrimônio líquido	17		
Capital social		130.000	130.000
Reserva legal		26.000	26.000
Reserva de retenção de lucros		17.048	36.195
Ajuste de avaliação patrimonial		46.706	49.004
Total do patrimônio líquido		219.754	241.199
Total do passivo e patrimônio líquido		499.412	505.781

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	2025	2024
Receita operacional líquida	18.1	245.155	236.438
Custos operacionais			
Pessoal		(5.734)	(5.260)
Material		(1.736)	(576)
Serviços de terceiros		(5.707)	(4.118)
Energia comprada	19.2	(19.578)	(12.116)
Depreciação e amortização	8.2 e 9.2	(21.530)	(21.049)
Encargos de uso da rede elétrica	19.3	(14.971)	(14.725)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		(3.294)	(2.866)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		(500)	(478)
Seguros		(400)	(411)
Aluguéis		(20)	(19)
Provisões para riscos	16.2	-	(214)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	9.3	182	-
Outros		(160)	(175)
		(73.448)	(62.007)
Resultado bruto		171.707	174.431
Outros resultados operacionais			
Serviços de terceiros		(304)	(224)
Depreciação e amortização	8.2 e 9.2	(7)	(7)
Seguros		(28)	(2)
Provisões para riscos	16.2	-	(1)
Compartilhamento de despesas	15.3	(2.910)	(3.085)
Outros		(2.554)	(1.858)
		(5.803)	(5.177)
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		165.904	169.254
Resultado financeiro	20.1		
Receitas		15.205	13.646
Despesas		(7.974)	(9.333)
		7.231	4.313
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		173.135	173.567
Imposto de renda e contribuição social	21.1		
Corrente		(56.482)	(53.985)
Diferido		4.902	1.719
		(51.580)	(52.266)
Lucro líquido do exercício		121.555	121.301
Lucro líquido básico e diluído por ação	22	1,72208	1,71849

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do resultado abrangente

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	121.555	121.301
Outros resultados abrangentes do exercício		
Itens que não serão reclassificados para o resultado	-	-
Total do resultado abrangente do exercício	121.555	121.301

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Total do patrimônio líquido
		Legal	Retenção de lucros			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	130.000	26.000	36.195	-	49.004	241.199
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	121.555	-	121.555
Lucro líquido do exercício	-	-	-	121.555	-	121.555
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	3.483	(3.483)	-
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	(1.185)	1.185	-
	-	-	-	2.298	(2.298)	-
Contribuições e distribuições aos acionistas	-	-	-	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	19.853	(19.853)	-	-
Dividendos intermediários	-	-	(39.000)	(88.000)	-	(127.000)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(16.000)	-	(16.000)
	-	-	(19.147)	(123.853)	-	(143.000)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	130.000	26.000	17.048	-	46.706	219.754

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Total do patrimônio líquido
		Legal	Retenção de lucros			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	130.000	26.000	146.477	-	51.302	353.779
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	121.301	-	121.301
Lucro líquido do exercício	-	-	-	121.301	-	121.301
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	3.482	(3.482)	-
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	(1.184)	1.184	-
	-	-	-	2.298	(2.298)	-
Contribuições e distribuições aos acionistas	-	-	-	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	16.599	(16.599)	-	-
Dividendos intermediários	-	-	(126.881)	-	-	(126.881)
Dividendos propostos	-	-	-	(90.000)	-	(90.000)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	(17.000)	-	(17.000)
	-	-	(110.282)	(123.599)	-	(233.881)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	130.000	26.000	36.195	-	49.004	241.199

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos fluxos de caixa

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	2025	2024
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		173.135	173.567
Ajustes em:			
Depreciação e amortização	8.2 e 9.2	21.537	21.056
Resultado na baixa do ativo imobilizado / intangível	13.3 e 14.3	41	-
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre financiamentos	12.3	3.278	4.755
AVP e variação monetária sobre UBP	14.2	2.078	3.677
Variação monetária sobre depósitos judiciais		(82)	(214)
Constituição e variação monetária sobre provisão para riscos	16.2	368	497
AVP sobre licença ambiental		9	-
Outras variações		379	243
Variação nos ativos e passivos			
Clientes		578	138
Partes relacionadas		(15)	(368)
Fornecedores		1.685	255
Salários, provisões e contribuições sociais		57	49
Encargos setoriais		594	833
Uso do bem público (UBP)	14.2	(2.558)	(2.469)
Provisões	16.1 e 16.2	(355)	1
Impostos, taxas e contribuições		(3.413)	(6.445)
Outras variações ativas e passivas		1.660	(2.180)
Caixa gerado pelas operações		198.976	193.395
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(51.437)	(34.661)
Pagamento de juros sobre financiamentos	12.3	(2.348)	(4.135)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		145.191	154.599
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Adições no ativo imobilizado e intangível	8.2 e 9.2	510	(216)
Caixa líquido gerado pelas e (aplicado nas) atividades de investimentos		510	(216)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Pagamento de financiamentos	12.3	(23.787)	(23.396)
Pagamento de dividendos	13.2	(90.000)	(135.000)
Pagamento de juros sobre capital próprio	13.2	(14.450)	(21.250)
Fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(128.237)	(179.646)
Aumento/ (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa		17.464	(25.263)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		67.075	92.338
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		84.539	67.075

AVP – Ajuste a Valor Presente

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Informações gerais

1.1. Contexto operacional

A Rio Verde Energia S.A. (ou “Rio Verde” ou “Companhia”) é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná, na condição de produtora independente de energia elétrica.

A Companhia tem por objeto social a implantação, a produção, a comercialização de energia elétrica e a instalação da linha de transmissão de interesse restrito à central geradora de energia elétrica, mediante concessão para exploração do potencial energético denominado Usina Hidrelétrica Salto (“UHE Salto” ou “Usina”), localizada no Rio Verde, nos municípios de Itarumã e Caçu, no Estado de Goiás.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo no montante de R\$ 106.297, em virtude basicamente da constituição de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar.

A Diretoria analisou toda informação disponível em seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes para honrar com suas obrigações, decorrentes da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais. Além disso, em caso de qualquer eventualidade, também, contará com suporte financeiro da sua Controladora, a China Three Gorges Brasil Energia S.A. (CTG Brasil).

1.2. Contrato de Concessão

Em 11 de dezembro de 2002, a Companhia e a Aneel assinaram o contrato de Concessão de Geração nº 90/2002, que regula as concessões de Uso do bem público (UBP) para geração de energia elétrica da Usina Hidrelétrica Salto, outorgada pelo Decreto s/nº de 8 de novembro de 2002.

O contrato concede à Companhia o direito de produção e comercialização de energia elétrica na condição de produtor independente. O prazo da concessão e do contrato é de 35 anos a partir da data de assinatura dele, podendo ser prorrogado.

A Companhia iniciou a operação da 1ª máquina em 25 de maio de 2010 (Despacho Aneel nº 1.446/2010) e da 2ª máquina em 28 de agosto de 2010 (Despacho Aneel nº 2.554/2010), com capacidade total instalada de 116 MW que foi regularizada através do Quarto Termo Aditivo, firmado em 24 de novembro de 2009, ao Contrato de Concessão.

A tabela a seguir demonstra o contrato de concessão da companhia:

Contrato de concessão Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão	Vencimento da concessão
Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	63,2	11/12/2002	11/04/2046
					116,0	63,2		

GO – Goiás / MW – Megawatt

1.2.1. Extensão de Outorga de Concessão

Em 4 de abril de 2025, foi publicada a Resolução Homologatória Aneel nº 3.439, de 1º de abril de 2025, que aprovou o prazo remanescente de extensão das outorgas das usinas hidrelétricas participantes do MRE, em atendimento ao artigo 3º da REN 1.035/2022. Tal artigo estabelece a compensação pelos impactos decorrentes das restrições ao escoamento de energia ocasionadas pela Usina Hidrelétrica de Belo Monte, em virtude de atraso no início da operação comercial ou do início em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão associadas. Ainda dentro do contexto do acordo do *Generation Scaling Factor* (GSF), houve um cálculo adicional da compensação pelos impactos decorrentes dessas restrições.

Na sequência, caberá à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (SCE)/Aneel providenciar os termos aditivos aos contratos de concessão, bem como os ajustes nas resoluções autorizativas, a fim de formalizar a extensão das outorgas.

Os respectivos impactos financeiros, reconhecidos no ativo intangível em contrapartida ao resultado como recuperação de custos, e prazo adicional, estão apresentados no quadro a seguir:

Usina	Tipo	Dias de extensão	Impacto financeiro	Data fim de concessão	Nova data fim de concessão
Salto	UHE	5	182	06/04/2046	11/04/2046
			182		

Em 16 de setembro de 2025, foi publicada a Resolução Autorizativa nº 16.467/2025, que aprovou a extensão dos prazos de outorga dos empreendimentos hidrelétricos participantes do MRE.

O Termo Aditivo, relativo à usina hidrelétricas de Salto, permanece pendente de assinatura e deverá ser formalizado em breve junto a Aneel.

1.3. Lei nº 15.235/2025 (decorrente da MP nº 1.300/2025) – Repactuação/Antecipação UBP

Em 8 de outubro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.235/2025, decorrente da conversão da MP nº 1.300/2025, que trouxe medidas para modernização do setor elétrico. Entre elas, destaca-se a criação do mecanismo de repactuação das parcelas vincendas do UBP para usinas hidrelétricas licitadas sob o critério de maior pagamento de UBP. Esse mecanismo substitui a obrigação de pagamento do UBP original pela obrigação de pagamento de uma tarifa setorial diretamente à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em parcela única, condicionada ao aceite do empreendedor.

Pelo novo arranjo, o saldo vincendo do UBP pode ser antecipado por meio do cálculo do valor presente das parcelas futuras, desconsiderando valores associados ao período de eventual extensão da outorga.

A UHE Salto enquadra-se nas condições iniciais estabelecidas pela Lei para repactuação do valor da UBP, desta forma a Companhia está avaliando sua atratividade do ponto de vista financeiro.

1.4. Lei nº 15.269/2025 (decorrente da MP nº 1.304/2025) – Modernização do Setor Elétrico

A Lei nº 15.269/2025 publicada em 24 de novembro de 2025 introduz alterações relevantes do setor elétrico que afetam a Companhia, como a possibilidade de renovação de concessões,

alteração nas regras de autoprodução de energia, armazenamento, negociação de energia incentivada no mercado livre, limites das revisões de garantias físicas, tarifas, encargos e descomissionamento de usinas, com o objetivo de promover a modicidade tarifária, a segurança energética e a sustentabilidade do setor.

1.4.1. Revisão de Garantia Física:

A Lei trouxe mudanças relevantes nas regras de revisão ordinária da garantia física das usinas. A partir da publicação da lei, o ganho de garantia física entre revisões está limitado a 5% por ciclo, e o ganho acumulado durante todo o período da concessão não pode ultrapassar 10%. A regra se aplica a UHE da Companhia.

1.5. Eventos tributários

1.5.1. Reforma tributária

Em 16 de janeiro de 2025, o Projeto de Lei Complementar nº 68/2024 foi sancionado, convertendo-se na Lei Complementar nº 214/2025, com vetos parciais, regulamentando dispositivos da Emenda Constitucional nº 132/2023 e instituindo a nova estrutura do sistema tributário nacional.

A partir de 2026, inicia-se o período de testes da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS). A CBS substituirá o PIS e a COFINS a partir de 2027, enquanto o ICMS e o ISS serão gradualmente substituídos pelo IBS até 2032, com aplicação plena em 2033. A nova sistemática elimina a cumulatividade, adota a tributação “por fora” e consolida a incidência no destino.

Para o setor de energia elétrica, a Lei Complementar nº 214/2025 estabelece o regime de diferimento da CBS e do IBS, nos termos do artigo 28, nas operações que não sejam destinadas a consumidores finais.

A Companhia realizou a análise dos efeitos do novo modelo tributário e concluiu os ajustes sistêmicos necessários. Em dezembro de 2025, a Companhia finalizou os ajustes em seus sistemas para viabilizar o destaque da CBS e do IBS a partir de 1º de janeiro de 2026. Adicionalmente, a Companhia já considera as regras da reforma tributária, inclusive as disposições transitórias, na negociação e formalização de novos contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

1.5.2. Efeitos da Lei Complementar nº 224/2025

Em 26 de dezembro de 2025, o Projeto de Lei Complementar nº 128/2025 foi sancionado, convertendo-se na Lei Complementar nº 224/2025, que promoveu ajustes na legislação tributária federal, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2026, observadas as regras de anterioridade aplicáveis.

Adicionalmente, a norma elevou a alíquota do imposto de renda retido na fonte incidente sobre os Juros sobre o Capital Próprio (JSCP) de 15% para 17,5%, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2026.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos das alterações introduzidas pela Lei Complementar nº 224/2025, considerando sua estrutura operacional e os regimes de tributação aplicáveis, e continuará acompanhando a regulamentação infralegal e a evolução da interpretação pelas autoridades fiscais, a fim de monitorar eventuais impactos futuros.

2. Apresentação das demonstrações financeiras

2.1. Aprovação das demonstrações financeiras

A emissão dessas demonstrações financeiras para publicação e encaminhamento aos acionistas foi autorizada em 26 de fevereiro de 2026.

2.2. Base de preparação e mensuração

As demonstrações financeiras da Companhia foram preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro IFRS *Accounting Standards*, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) (atualmente denominadas “normas contábeis IFRS”), e as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs).

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), os quais foram aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

2.3. Moeda funcional e moeda de preparação

As demonstrações financeiras individuais, estão apresentadas em reais, moeda funcional utilizada pela Companhia, que melhor representa suas operações e respectivo fluxo de caixa.

2.4. Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro, nos termos descritos na nota explicativa nº 1.1. Assim, conforme CPC 26 / IAS 1 – Apresentação das demonstrações financeiras, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

2.5. Uso de estimativas e julgamentos contábeis críticos

A elaboração das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações financeiras. As premissas utilizadas são baseadas em informações disponíveis na data da preparação das demonstrações financeiras, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros. Essas estimativas são revisadas periodicamente e seus resultados podem diferir dos valores inicialmente estimados.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- i. Provisões (nota explicativa nº 16); e
- ii. Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 21.2).

3. Resumo das políticas contábeis materiais

As principais políticas contábeis e estimativas, aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras, estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Estas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados.

3.1. Serviços em curso

Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI), em consonância com a Resolução Normativa nº 605/2014 da Aneel. Quando concluído, os projetos são baixados em contrapartida da conta do passivo, relacionada à provisão de PDI e submetidos à aprovação da Superintendência da Aneel (nota explicativa nº 11.2.2).

3.2. Participação nos lucros

O Programa de Participações no Resultado (PPR) é um programa de engajamento com os resultados da Companhia, regulamentado pela Lei 10.101/00. É uma ferramenta de remuneração por desempenho, composto por regras de atingimento dos resultados com base em indicadores corporativos e individuais, cuja participação abrange todos os empregados ativos, sendo firmado mediante acordos coletivos com sindicatos para uma vigência anual.

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de PPR ao longo do exercício.

3.3. Impairment

A Companhia testa a recuperabilidade de seus ativos, imobilizados e intangíveis, quando há algum indicativo que sugira a possibilidade de desvalorização deste ativo. Os ativos são segregados como unidade geradora de caixa, e o teste tem como metodologia do fluxo de caixa descontado que depende de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercado vigentes no momento da avaliação.

3.3.1. Impairment de ativos não financeiros

Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização são revisados para a verificação de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do *impairment*, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente Unidade Geradora de Caixa (UGC). Os ativos não financeiros que tenham sofrido *impairment* são revisados para a análise de uma possível reversão do *impairment* na data de apresentação do relatório.

Conforme análise realizada, não foram identificados indicativos de *impairment* no período. Os ativos continuam apresentando condições normais de uso e geração de benefícios econômicos. Assim, não houve necessidade de realizar teste detalhado de recuperabilidade.

3.3.2. Impairment de ativos financeiros

A Companhia avalia as informações prospectivas, das perdas esperadas de crédito associadas aos seus ativos financeiros, para os quais houve aumentos significativos no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. As avaliações são realizadas de forma individual ou coletiva, considerando todas as informações razoáveis e sustentáveis, com objetivo de atender os requisitos da redução ao valor recuperável.

Para os ativos não circulantes da Companhia, não foram identificados indicativos de *impairment*, tampouco a necessidade de reconhecimento de quaisquer perdas pela não realização desses ativos.

3.4. Adoção as normas de contabilidade novas e revisadas

Os pronunciamentos novos e alterados que entraram em vigência a partir de 01 de janeiro de 2025 não geraram impactos nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações contábeis (CPC 02 (R2) / IAS 21);
- Créditos de Carbono (tCO₂e), Permissões de emissão (*allowances*) e Crédito de Descarbonização (CBIO) (OCPC 10);
- Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS:
 - IFRS 1 Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade;
 - IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação;
 - IFRS 9 Instrumentos Financeiros;
 - IFRS 10 Demonstrações Consolidadas; e
 - IAS 7 Demonstração dos Fluxos de Caixa.

Os pronunciamentos alterados que entraram em vigência a partir de 01 de janeiro de 2026 não possuem expectativas de impactos nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Instrumentos Financeiros: Evidenciação (IFRS 7 / CPC 40);
- Instrumentos Financeiros (IFRS 9 / CPC 48).

O pronunciamento novo que entrará em vigência a partir de 01 de janeiro de 2027 não possui expectativa de impacto nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (IFRS19).

O pronunciamento novo que entrará em vigência a partir de 01 de janeiro de 2027 possui impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Apresentação e Divulgação das Demonstrações Financeiras (IFRS 18 / CPC 51); cuja avaliação e tratativas estão em andamento.

4. Gestão de riscos do negócio

4.1. Riscos financeiros

As atividades da Companhia a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco hidrológico, risco de concentração de clientes, risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco da Companhia se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia.

A gestão de risco é realizada pela Controladora, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração da CTG Brasil que identifica, avalia e protege a Companhia contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

4.1.1.1. Risco hidrológico

O risco hidrológico decorre dos impactos das condições hidrológicas na operação das usinas, conforme o despacho realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Esses impactos incluem a flutuação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que tende a aumentar em cenários de hidrologia desfavorável e é utilizado para a valorização da exposição dos agentes do setor (sobras e déficits de energia).

Outro índice relevante é o ajuste do MRE, por meio do fator GSF, que pode reduzir ou aumentar a energia disponível para venda das usinas hidráulicas, a depender da situação hidrológica e do despacho realizado pelo ONS, afetando diretamente a exposição dessas usinas ao PLD.

Esses fatores podem ser mitigados por meio de estratégias de contratação de energia e de *hedge* energético, visando maior proteção contra o risco hidrológico e, consequentemente, a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Companhia.

4.1.1.2. Risco de concentração de clientes

A Companhia considerando os riscos de mercado, desenvolveu metodologia e implementou política de proteção a seu portfólio de clientes, que foi desenvolvida desde sua primeira versão.

Atualmente são estabelecidos limites que consideram a participação dos clientes e seus respectivos setores de atuação, dentre outras premissas como robustez financeira e patrimonial.

A Companhia adota, como uma de suas principais premissas de controle, a garantia física de energia a ser contratada.

No exercício de 2025, em razão de contrato firmado em condições de negociação mais favoráveis do que as atualmente praticadas, houve concentração superior a 10% da receita operacional da Companhia com contraparte de grande porte e excelente histórico de relacionamento.

4.1.1.3. Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado com taxa de juros

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de financiamentos e caixa e equivalentes de caixa e aplicações vinculadas.

Para o financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES), o risco está ligado à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) sobre o financiamento, este risco é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI) e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que estão indexados à variação dos índices Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) ou Índice Geral de Preço do Mercado (IGP-M).

4.1.2. Risco de crédito

O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como de exposições de crédito a clientes, incluindo contas a receber em aberto.

No caso de clientes, a área de análise de crédito avalia a qualidade do crédito do cliente, levando em consideração sua posição financeira, experiência passada, exposição no mercado das empresas do setor energético e outros fatores.

O preço da energia elétrica vendida para clientes livres, determinados nos contratos bilaterais, está no nível dos preços fechados no mercado, e eventuais sobras ou faltas de energia são liquidadas no âmbito da CCEE, cujo risco é a inadimplência dos agentes participantes. Na falta

de pagamento de um dos agentes, a inadimplência é rateada entre aqueles que possuem direito na liquidação.

4.1.3. Risco de liquidez

A Companhia monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ela tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Essa previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida da Companhia, cumprimento de cláusulas restritivas (“*covenants*”), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências legais ou regulatórias externas.

A Companhia investe o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo e depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez adequada para fornecer margem suficiente conforme determinado pelas previsões anteriormente mencionadas.

Conforme mencionado na nota explicativa 1.1, sobre o CCL negativo e sobre a normalização desse indicador, a Companhia monitora constantemente seus fluxos de caixa projetados e conclui que contará com recursos suficientes para honrar com suas obrigações, decorrentes da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais. Além disso, em caso de qualquer eventualidade, também, contará com suporte financeiro da sua Controladora CTG Brasil.

A tabela a seguir mostra em detalhes o prazo de vencimento contratual restante dos passivos (financiamentos) da Companhia e os respectivos prazos de amortização. A tabela foi elaborada de acordo com os fluxos de caixa não descontados dos passivos financeiros, com base na data mais próxima em que a Companhia deve quitar as respectivas obrigações. A tabela inclui os fluxos de caixa dos juros e do principal.

Instituição financeira	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	Total
BNDES	2.022	4.002	11.714	17.738

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

4.2. Risco de aceleração de dívidas

A Companhia possui financiamentos com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros, que foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, (vide nota explicativa nº 12.6).

4.3. Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

4.4. Risco ambiental

As atividades e instalações da Companhia estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como às diversas exigências de funcionamento relacionadas à

proteção do meio ambiente. Adicionalmente, eventual impossibilidade de a Companhia operar sua usina em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia.

A Companhia utiliza-se da política de gestão de Saúde, Segurança, Meio Ambiente e Qualidade para assegurar o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, minimizando os riscos para a Companhia.

4.5. Análise da sensibilidade

A Companhia, em atendimento ao disposto no item 40 do CPC 40 (R1) – Instrumentos Financeiros: Evidenciação, divulga quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos por aplicações financeiras, financiamentos e UBP ao qual a Companhia está exposta na data de encerramento do exercício.

O cálculo da sensibilidade para o cenário provável foi realizado considerando a variação absoluta entre as taxas e índices vigentes em 31 de dezembro de 2025 e as premissas disponibilizadas por consultoria especializada para o cenário dos próximos 12 meses, conforme demonstrado a seguir:

Instrumentos financeiros	Indexador	Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Variação absoluta no cenário provável	Saldo contábil em 2025	Cenário atual (*)	Cenário provável (**)	Efeito absoluto
Ativos financeiros								
Aplicações financeiras	DI	14,90%	12,40%	250 bps	84.508	12.592	10.479	2.113
Aplicações financeiras vinculadas	DI	14,90%	12,40%	250 bps	8.295	1.236	1.029	207
					92.803	13.828	11.508	2.320
Passivos financeiros								
BNDDES	TJLP + 1,81% ao ano	9,07%	8,57%	50 bps	16.656	1.840	1.755	85
BNDDES	TJLP + 2,16% ao ano	9,07%	8,57%	50 bps	1.280	146	140	6
Uso do bem público (UBP)	IGPM	-1,05%	3,87%	492 bps	24.151	(253)	936	1.189
					42.087	1.733	2.831	1.280

IGPM – Índice Geral de Preços a Mercado

(*) composto pela atualização dos saldos contábeis, considerando a variação do indexador do valor contábil nos últimos 12 meses.

(**) reflete a atualização dos saldos contábeis com base no indexador projetado para os próximos 12 meses, de acordo com a mediana das expectativas de mercado para 2026, disponibilizada por consultoria especializada.

4.6. Gestão de capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura de capital da Companhia, a Administração efetua ajustes adequando às condições econômicas atuais, revendo assim as políticas de pagamentos de dividendos, devoluções de capital aos acionistas, ou ainda, emitindo novas ações.

O índice de alavancagem financeira é utilizado para evidenciar a estrutura de capital da Companhia. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de financiamentos de curto e longo prazos, subtraído o montante de caixa, equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

	Nota	2025	2024
Financiamentos	12	17.936	40.793
Dívida Bruta		17.936	40.793
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5.1	(84.539)	(67.075)
(-) Aplicações financeiras vinculadas	5.2	(8.295)	(10.715)
Dívida líquida		(74.898)	(36.997)
Patrimônio líquido	17	219.754	241.199
Total do capital		144.856	204.202
Índice de alavancagem financeira - (%)*		-51,7	-18,1

* Dívida líquida / Total do capital

5. Caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas

5.1. Caixa e equivalentes de caixa

5.1.1. Política contábil

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, investimentos de curto prazo de alta liquidez, com risco insignificante de mudança de valor, e contas garantidas liquidadas em período igual ou menor a três meses.

As aplicações financeiras correspondem a certificados de depósitos bancários, realizadas com instituições que operam o mercado financeiro nacional contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração próxima à do DI.

Os ganhos e perdas decorrentes de variações nos saldos das aplicações financeiras são apresentados na demonstração do resultado em “resultado financeiro” no exercício em que ocorrem (vide nota explicativa nº 20).

5.1.2. Composição

	2025	2024
Caixas e bancos	31	43
Aplicações financeiras	84.508	67.032
Certificado de depósito bancário (CDB)	84.508	67.032
	84.539	67.075

5.2. Aplicações financeiras vinculadas

5.2.1. Política contábil

As aplicações financeiras vinculadas possuem prazos determinados e são remunerados com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI), sendo compostas por aplicações vinculadas ao empréstimo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

5.2.2. Movimentação

	BNDES
Saldo em 31 de dezembro de 2024	10.715
Rendimentos	1.222
Resgates	(3.460)
Imposto de renda retido na fonte (IRRFF)	(182)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	8.295

5.3. Qualidade de créditos do caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas

A qualidade do crédito dos ativos financeiros que não estão vencidos pode ser avaliada mediante referência às classificações externas de crédito (se houver) ou às informações históricas sobre os índices de inadimplência de contrapartes.

A Companhia por meio de sua política de Finanças Corporativas, apenas investe seus recursos em instituições financeiras que possuem *rating* mínimo “A” ou equivalente, atribuído por umas das três principais agências de *rating* (*Standard & Poor's*, *Moody's* ou *Fitch*), de longo prazo e em moeda local.

Demonstramos a seguir, a qualidade dos créditos do caixa, equivalentes de caixa e das aplicações financeiras vinculadas mantidas pelo Companhia.

5.3.1. Composição

Standard & Poor's (*)	Moody's (*)	Fitch (*)	2025	2024
AAA	AAA	AAA	33.707	4.592
AAA	AAA	-	58.095	72.038
-	AAA	AAA	1.031	1.160
-	AAA	-	1	-
			92.834	77.790

(*) Não auditados pelos auditores independentes

6. Clientes

6.1. Política contábil

As contas a receber de clientes correspondem aos valores referentes ao decurso normal das atividades da Companhia. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante.

As contas a receber de clientes são reconhecidos pelo preço da transação e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva menos a provisão para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela provisão para *impairment*, se necessária.

A Companhia não mantém contas a receber como garantia de nenhum título de dívida.

6.2. Composição

Os valores referentes às contas a receber de clientes da Companhia são suportados por contratos relativos ao suprimento de energia elétrica no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e CCEE.

	À vencer	2025	2024
	Até 90 dias		
Contratos ACL	21.537	21.537	22.190
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	78	78	-
	21.615	21.615	22.190

6.3. Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)

Constituída com base na estimativa das possíveis perdas que possam ocorrer na cobrança destes créditos, de acordo com o CPC 48 / IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa são estabelecidas quando existe uma evidência objetiva de que a Companhia não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

A administração da Companhia não registra PECLD, para eventos referentes ao MRE e MCP, pois entende que não há risco de não recebimento.

As faturas emitidas pela Companhia referente aos contratos bilaterais, são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Para o exercício de 2025, não foi necessária a constituição de perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa.

6.4. Qualidade de créditos dos clientes

O risco de crédito dos contratos de venda de energia com os clientes no ACL é minimizado pela análise prévia da área de crédito da Companhia de todos seus potenciais clientes. Esta análise é baseada em informações qualitativas e quantitativas de cada potencial cliente e, a partir dessa análise, é feita a classificação seguindo as premissas do *rating* interno.

Baseado na política de crédito, todos os contratos bilaterais da Companhia possuem obrigação de entrega de uma modalidade de garantia (entre as quais se destacam: registro contra pagamento, fiança bancária, fiança corporativa e seguro garantia).

Em conjunto com a área de crédito, a área de risco/portfolio, realiza a diversificação da carteira de clientes da Companhia com o objetivo de diminuir os riscos específicos setoriais e otimizar a liquidez da carteira. Além disso, a área de risco/portfolio controla o consumo e a atualização do limite de crédito concedido pela área de crédito através do indicador de risco *Value at Risk* (VaR).

Especificamente para a energia comercializada nos ambientes MRE e MCP, onde a Administração não tem autonomia para avaliar e deliberar sobre os agentes liquidantes, a CCEE controla e monitora as inadimplências de modo que o não recebimento desses valores na data prevista são considerados temporais, ou seja, não deixarão de ser cumpridos. Tendo em vista, que os agentes envolvidos estão expostos a diversas sanções onde, em última instância, podem até ser desligados do sistema, o risco de PECLD é praticamente nulo nessas modalidades de comercialização/liquidação.

7. Tributos a recuperar/recolher

7.1. Política contábil

Os impostos correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

Os impostos correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando houver montantes a recuperar na data do balanço.

7.2. Composição

	2025	2024
	Circulante	Circulante
Ativo		
INSS a recuperar	3	-
ISS a recuperar	3	-
	6	-
Passivo		
IRPJ e CSLL a recolher	45.474	42.514
PIS e COFINS a recolher	1.704	694
ICMS a recolher	24	24
Impostos retidos a recolher	55	49
	47.257	43.281

IRPJ – Imposto de Renda Pessoa Jurídica / CSLL – Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido / PIS – Programa de Integração Social / COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social / ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços / ISS – Imposto Sobre Serviços / INSS - Instituto Nacional do Seguro Social

8. Imobilizado

8.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores.

Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídas é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente em anos ou ao prazo de concessão, dos dois o menor.

A Companhia considera que não haverá indenização pelo poder concedente ao final do prazo de concessão do valor residual dos bens.

Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados das alienações com o valor contábil residual e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em “Outros resultados operacionais”.

8.2. Composição e movimentação

	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Total
Taxa média anual de depreciação	2,5%	2,6%	3,1%	3,1%	3,9%	4,8%	
(A) Imobilizado em curso							
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	66	3.920	-	9	3.995
Estornos / Adições	-	-	-	(702)	-	10	(692)
Transferências	-	-	-	(117)	-	(17)	(134)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	-	66	3.101	-	2	3.169
(B) Imobilizado em serviço							
Custo	52.081	341.877	34.004	228.389	1.031	329	657.711
Depreciação acumulada	(24.812)	(155.739)	(16.955)	(111.467)	(970)	(162)	(310.105)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	27.269	186.138	17.049	116.922	61	167	347.606
Baixas	-	-	-	(41)	-	-	(41)
Transferências	-	-	-	112	-	22	134
Depreciação	(1.279)	(8.972)	(1.059)	(7.016)	(40)	(17)	(18.383)
Custo	52.081	341.877	34.004	228.319	1.017	351	657.649
Depreciação acumulada	(26.091)	(164.711)	(18.014)	(118.342)	(996)	(179)	(328.333)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	25.990	177.166	15.990	109.977	21	172	329.316
(A+B) Imobilizado líquido	25.990	177.166	16.056	113.078	21	174	332.485

	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Total
Taxa média anual de depreciação	2,5%	2,6%	3,1%	3,1%	6,1%	5,5%	
(A) Imobilizado em curso							
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	-	66	4.407	-	23	4.496
Adições	-	-	-	199	-	17	216
Transferências	-	-	-	(686)	-	(31)	(717)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	66	3.920	-	9	3.995
(B) Imobilizado em serviço							
Custo	52.081	341.877	34.004	227.701	1.031	302	656.996
Depreciação acumulada	(23.533)	(146.766)	(15.896)	(104.495)	(907)	(145)	(291.742)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	28.548	195.111	18.108	123.206	124	157	365.254
Transferências	-	-	-	689	-	28	717
Depreciação	(1.279)	(8.973)	(1.059)	(6.973)	(63)	(18)	(18.365)
Custo	52.081	341.877	34.004	228.389	1.031	329	657.711
Depreciação acumulada	(24.812)	(155.739)	(16.955)	(111.467)	(970)	(162)	(310.105)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	27.269	186.138	17.049	116.922	61	167	347.606
(A+B) Imobilizado líquido	27.269	186.138	17.115	120.842	61	176	351.601

8.3. Custo atribuído

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 / IAS 16 - Ativo imobilizado. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 foi de R\$ 3.483 e R\$ 3.482, respectivamente.

9. Intangível

9.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo intangível da Companhia são apresentados pelo custo histórico, deduzidos das respectivas amortizações. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores.

A amortização dos ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente em anos ou ao prazo de concessão, dos dois o menor.

9.2. Composição e movimentação

	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Total
Taxa média anual de amortização	0,7%	17,1%	100,0%	4,1%	
(A) Intangível em curso					
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	8	-	-	8
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-	8	-	-	8
(B) Intangível em serviço					
Custo	47.622	1.816	-	49.570	99.008
Amortização acumulada	(38.344)	(1.113)	-	(8.065)	(47.522)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	9.278	703	-	41.505	51.486
Adições	-	-	474	182	656
Amortização	(348)	(310)	(474)	(2.022)	(3.154)
Custo	47.622	1.816	474	49.752	99.664
Amortização acumulada	(38.692)	(1.423)	(474)	(10.087)	(50.676)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	8.930	393	-	39.665	48.988
(A+B) Intangível líquido	8.930	401	-	39.665	48.996

	Uso do bem público (UBP)	Software	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Total
Taxa média anual de amortização	0,7%	18,0%	4,1%	
(A) Intangível em curso				
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	52	-	52
Transferências	-	(44)	-	(44)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	8	-	8
(B) Intangível em serviço				
Custo	47.622	1.773	49.570	98.965
Amortização acumulada	(37.995)	(788)	(6.049)	(44.832)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	9.627	985	43.521	54.133
Transferências	-	44	-	44
Amortização	(349)	(326)	(2.016)	(2.691)
Custo	47.622	1.816	49.570	99.008
Amortização acumulada	(38.344)	(1.113)	(8.065)	(47.522)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	9.278	703	41.505	51.486
(A+B) Intangível líquido	9.278	711	41.505	51.494

9.3. Itens que compõem o intangível

9.3.1. *Uso do bem público (UBP)*

Referem-se aos valores estabelecidos no Contrato de Concessão nº 90/2002 como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico calculado até o final do contrato de concessão.

9.3.2. *Softwares*

As licenças de softwares adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos ligados diretamente ao funcionamento do software. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável conforme tempo de contrato. Os gastos relativos à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de software identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis.

9.3.3. *Licença ambiental*

As licenças ambientais referem-se às obrigações legais e regulatórias relacionadas à obtenção, renovação e manutenção das licenças ambientais necessárias para a operação das atividades da Companhia, conforme exigências dos órgãos ambientais competentes. Os valores são reconhecidos como provisão pela melhor estimativa dos desembolsos futuros, trazida a valor presente, registrada em contrapartida do ativo intangível e amortizada pelo prazo de vigência da respectiva licença, sendo atualizados monetariamente com base no IPCA.

9.3.4. *Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)*

Refere-se ao registro da extensão da concessão como forma de recuperação de parcela dos custos incorridos com o GSF, assumidos pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE entre 2012 e 2020, em razão do agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação por riscos não hidrológicos causados por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, por restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração desses empreendimentos e por geração fora da ordem de mérito e importação de energia. A referida compensação ocorre mediante a extensão da outorga, limitada a até 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

10. Fornecedores

10.1. *Política contábil*

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante.

Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.

10.2. Composição

	2025	2024
Suprimento de energia elétrica	1.760	450
Materiais e serviços contratados	1.478	1.150
Encargos de uso da rede elétrica	1.381	1.334
Tust	1.381	1.334
	4.619	2.934

Tust – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

11. Encargos setoriais

11.1. Política contábil

As obrigações a recolher provenientes de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro.

11.2. Composição

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	457	-	457	555	-	555
PDI	272	3.551	3.823	266	2.476	2.742
TFSEE	42	-	42	40	-	40
	771	3.551	4.322	861	2.476	3.337

11.2.1. Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)

A CFURH foi criada pela Lei nº 7.990/1989 e destina-se a compensar os Estados, o Distrito Federal e os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionadas por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Também são beneficiados pela compensação financeira os órgãos da administração direta da União.

11.2.2. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI)

De acordo com o Contrato de Concessão, Lei nº 9.991/2000, artigo 24 da Lei nº 10.438/2002 e artigo 12 da Lei nº 10.848/2004, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, geração ou transmissão de energia elétrica, assim como as autorizadas à produção independente de energia elétrica, exceto aquelas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas ou solares, devem aplicar o montante mínimo de 1% (um por cento) de sua Receita Operacional Líquida em Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel.

Em atendimento ao Ofício Circular SFF/ Aneel nº 2.409/2007, a Companhia tem apresentado os gastos com PDI na Companhia das deduções da receita bruta.

Para fins de reconhecimento dos investimentos realizados, as empresas de energia elétrica devem encaminhar ao final dos projetos um relatório de auditoria contábil e financeira, realizada por firma de auditoria contratada exclusivamente para este fim, e um Relatório Técnico específicos dos projetos de PDI para avaliação final e parecer da Aneel.

11.2.3. Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e equivale a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do serviço público de energia elétrica. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias. Sua gestão fica a cargo da Aneel.

12. Financiamentos

12.1. Política contábil

Os financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o exercício em que estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

Em 10 de setembro de 2008, a Companhia firmou contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o BNDES, o qual efetuou a liberação de R\$ 289.700 destinados a implantação da UHE Salto, bem como o sistema de Transmissão associado a usina, dividido assim em dois Sub-créditos nos respectivos valores: R\$ 277.937 e de R\$ 11.763.

Em 27 de outubro de 2009, foi aprovado pelo BNDES o crédito suplementar ao financiamento, no valor de R\$ 23.184.

Para estes contratos a Companhia possui cláusulas restritivas (“Covenants”) normalmente aplicáveis a estes tipos de operações, relacionados ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações.

12.2. Composição

Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	2025		
			Circulante		
			Principal	Juros, custo de transação e variação monetária	Total
BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	14.809	1.847	16.656
BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.167	113	1.280
			15.976	1.960	17.936

Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	2024					
			Circulante			Não circulante		
			Principal	Juros, custo de transação e variação monetária	Total	Principal	Variação monetária e custo de transação	Total
BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	18.582	899	19.481	17.365	885	18.250
BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	2.450	366	2.816	161	85	246
			21.032	1.265	22.297	17.526	970	18.496

12.3. Movimentação

	TJLP + 1,81% ao ano	TJLP + 2,16% ao ano	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	37.731	3.062	40.793
Movimentação			
Amortização de custos de transação	280	-	280
Apropriação de juros	2.082	195	2.277
Apropriação de variação monetária	563	158	721
Pagamento de juros	(2.184)	(164)	(2.348)
Pagamento de principal	(21.816)	(1.971)	(23.787)
	(21.075)	(1.782)	(22.857)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	16.656	1.280	17.936

12.4. Características do contrato de financiamento

Sub-créditos	Juros	Amortização	Destinação do sub-créditos
Sub-créditos "A": 277.937	TJLP + 1,81% a. a.	192 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 (quinze) de outubro de 2010 e a última no dia 15 (quinze) de setembro de 2026	Destinado a aquisição de máquinas e equipamentos nacionais, à execução de obras civis e aos demais itens necessários a implantação da UHE Salto;
Sub-créditos "B": 11.763			Destinando ao sistema de transmissão;
Suplemento 23.184	TJLP + 2,16% a. a.	192 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 (quinze) de outubro de 2010 e a última no dia 15 (quinze) de setembro de 2026	
Total			312.884

12.5. Garantias contratuais

As garantias do contrato são:

- Penhor dos direitos emergentes da Concessão;
- Penhor dos direitos creditórios sobre o PPA firmado com a Votener (atual Auren Energia);
- Penhor da totalidade das ações de emissão, tendo seus acionistas como intervenientes no contrato;

12.6. Cláusulas restritivas ("Covenants")

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- Sem prévia e expressa autorização do BNDES, realizar pagamento de dividendos e de JSCP superiores ao mínimo legal obrigatório;
- Firmar contratos de serviços técnicos e administrativos com entes do mesmo grupo econômico, sem prévia e expressa autorização do BNDES;
- Manter índice de cobertura da dívida de no mínimo 1,20.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia atendeu aos índices financeiros e operacionais, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Acumulado dos últimos 12 meses	2025	2024
A) Geração de caixa da atividade		
(+) Disponibilidade final no período imediatamente anterior	67.075	92.338
(+) Ebitda	187.441	190.310
(-) Impostos sobre o lucro	(51.580)	(52.266)
	202.936	230.382
B) Serviço da dívida		
(+) Amortização do principal	23.787	23.396
(+) Pagamento de juros	2.348	4.135
	26.135	27.531
C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,20	7,76	8,37

13. Dividendos e Juros sobre capital próprio a pagar

13.1. Política contábil

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é feita para os acionistas da Companhia com base no seu Estatuto Social, e é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras. À medida em que a deliberação dos juros sobre capital próprio acontece, 15% são retidos para recolhimento do IR incidente, que é registrado em conta apropriada.

13.2. Composição e movimentação

	Saldo em 2024	Dividendos propostos/adicionais e JSCP constituídos	Pagamentos	Saldo em 2025
(A) Dividendos				
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	90.000	127.000	(90.000)	127.000
(B) Juros sobre capital próprio (*)				
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	14.450	13.600	(14.450)	13.600
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a pagar	104.450	140.600	(104.450)	140.600

(*) Os juros sobre capital próprio estão sendo apresentados líquidos dos impostos retidos.

14. Uso do bem público (UBP)

14.1. Política contábil

Pela exploração da geração de energia elétrica, outorgada por meio do contrato de concessão nº 90/2002, como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico, a Companhia paga valores anuais, contados a partir da assinatura do contrato, em parcelas mensais referentes à UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis e são amortizados ao longo do prazo da concessão.

A taxa de desconto utilizada no cálculo do valor presente é de 9,63% e não possui vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

14.2. Composição e movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	56.448	(31.817)	24.631
Ajuste a valor presente	-	2.385	2.385
Atualização monetária	(307)	-	(307)
Pagamento	(2.558)	-	(2.558)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	53.583	(29.432)	24.151
Circulante	2.560	(125)	2.435
Não circulante	53.888	(31.692)	22.196
Saldo em 31 de dezembro de 2024	56.448	(31.817)	24.631
Circulante	2.653	(127)	2.526
Não circulante	50.930	(29.305)	21.625
Saldo em 31 de dezembro de 2025	53.583	(29.432)	24.151

15. Partes relacionadas

15.1. Política contábil

As partes relacionadas são reconhecidas, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação, e são, subsequentemente, demonstradas pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos de transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado ao longo do exercício em que os saldos permanecem em aberto, utilizando-se o método da taxa efetiva de juros.

A Companhia é controlada pela CTG Brasil que detém 100% das ações da Companhia. O controlador final é a China Three Gorges Corporation, empresa estatal chinesa do setor de energia. Para todas as transações, as premissas contratuais são as definidas entre as partes.

15.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

A Companhia é administrada por sua Controladora, a CTG Brasil, responsável pelas despesas e pagamento do pessoal-chave da Administração.

15.3. Transações locais

A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas junto a CTG Brasil, e suas subsidiárias Rio Paranapanema Energia S.A., Rio Paraná Energia S.A. e Rio Canoas Energia S.A., contrato este que foi previamente aprovado pelo Despacho Aneel n.º 2.018, de 10 de julho de 2017. O referido contrato foi renovado por mais 05 anos em 2024 conforme Despacho Aneel 3.710, de 5 de dezembro de 2024.

A Companhia possui contrato de compartilhamento de recursos técnicos, entre as empresas Rio Paraná Energia S.A., Rio Canoas Energia S.A. e Rio Paranapanema Energia S.A., contrato este que foi previamente aprovado pelo Despacho Aneel n.º 3.620, de 11 de novembro de 2021.

A Companhia possui saldos de compra de energia entre as coligadas.

15.3.1. Saldos

	2025		2024
	Ativo	Passivo	Passivo
	Circulante	Circulante	Circulante
China Three Gorges Brasil Energia S.A	-	194	-
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	-	-	268
Rio Canoas Energia S.A.	1	1	-
Rio Paraná Energia S.A.	11	74	-
Rio Paranapanema Energia S.A.	4	-	-
	16	269	268

15.3.2. Resultado

	2025	2024		
	Compartilhamento de infraestrutura	Compra de energia	Compartilhamento de infraestrutura	Total
China Three Gorges Brasil Energia S.A	(1.838)	-	(1.935)	(1.935)
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	-	(1.572)	-	(1.572)
Rio Canoas Energia S.A.	5	-	-	-
Rio Paraná Energia S.A.	(701)	-	(759)	(759)
Rio Paranapanema Energia S.A.	(376)	-	(391)	(391)
	(2.910)	(1.572)	(3.085)	(4.657)

16. Provisões

16.1. Composição dos saldos

	2025	2024
Circulante		
Provisões		-
Provisões para licenças ambientais	128	-
	128	-
Não circulante		
Provisões		
Provisões para riscos	731	445
	731	445
Total	859	445

16.2. Provisões para licenças ambientais

16.2.1. Política contábil

A provisão para licenças ambientais refere-se às obrigações legais e regulatórias relacionadas à obtenção e manutenção de licenças ambientais necessárias para a operação das atividades da Companhia. Essas obrigações decorrem de exigências impostas por órgãos ambientais e são estimadas com base nos custos esperados para regularização e renovação das licenças.

Com base no CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia reconhece o saldo desta provisão pela melhor estimativa para os desembolsos futuros, trazida a valor presente e registrada em contrapartida do ativo intangível, e atualizada monetariamente com base no IPCA. Os custos serão amortizados pelo prazo da licença de operação. Trimestralmente as provisões serão revistas, ou sempre que houver mudanças relevantes nas estimativas de custos.

16.2.2. Composição e movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Constituição de provisão	483	(9)	474
Realização de provisão	(355)	-	(355)
Ajuste a valor presente	-	9	9
Saldo em 31 de dezembro de 2025	128	-	128
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	-
Circulante	128	-	128
Saldo em 31 de dezembro de 2025	128	-	128

16.3. Provisões para riscos e contingências

16.3.1. Política contábil

As provisões para as perdas decorrentes dos riscos classificados como prováveis são reconhecidas contabilmente, desde que:

- haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;
- é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e
- o valor puder ser estimado com segurança.

As perdas classificadas como possíveis não são reconhecidas contabilmente, sendo divulgadas nas notas explicativas. As contingências cujas perdas são classificadas como remotas não são provisionadas nem divulgadas, exceto quando, em virtude da visibilidade do processo, a Companhia considera sua divulgação justificada.

Desde o início de 2019 está em vigor o IFRIC 23/ICPC 22 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro, que dispõe os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, quando há incerteza sobre a aceitação dos tratamentos de impostos sobre o lucro pela autoridade tributária.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

A Administração da Companhia, baseada em levantamentos e pareceres elaborados pela área jurídica e por consultores jurídicos externos, registra provisões para cobrir as perdas e obrigações classificadas como prováveis, relacionadas às ações cíveis, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.

16.3.2. Provisões para riscos

16.3.2.1. Composição e movimentação

	Cíveis
(A) Provisão para riscos	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.447
Variações monetárias	368
	368
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.815
(B) Depósitos judiciais	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(2.002)
Variações monetárias	(82)
	(82)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(2.084)
(A+B) Provisões líquidas	
Não circulante	445
Saldo em 31 de dezembro de 2024	445
Não circulante	731
Saldo em 31 de dezembro de 2025	731

	Cíveis
(A) Provisão para riscos	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.060
Provisões	215
Variações monetárias	282
Acordos / pagamentos	(110)
	387
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.447
(B) Depósitos judiciais	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(1.899)
Variações monetárias	(214)
Baixas	111
	(103)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(2.002)
(A+B) Provisões líquidas	
Não circulante	161
Saldo em 31 de dezembro de 2023	161
Não circulante	445
Saldo em 31 de dezembro de 2024	445

A respeito das discussões judiciais em andamento, vale destacar:

16.3.2.2. Cíveis

Em 31 de dezembro de 2025 as contingências líquidas estão avaliadas em R\$ 445 e as principais variações correspondem à variação monetária e compensação entre decisões favoráveis e desfavoráveis.

16.3.3. Contingências possíveis

16.3.3.1. Composição

	2025	2024
Fiscais	8.178	8.223

16.3.3.2. Fiscais

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências fiscais com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 8.178 e são decorrentes de processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (PIS/COFINS, IRPJ e CSLL), de tributos pagos a maior e autos de infração que discutem recolhimento de IRPJ e CSLL. Ao longo do exercício a companhia obteve resultados favoráveis nas discussões administrativas reduzindo os valores de contingência possível.

17. Patrimônio Líquido

17.1. Capital social subscrito e integralizado

As ações ordinárias compõem o patrimônio líquido e conferem direito a voto e participação nos resultados da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, o capital subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 130.000, equivalentes a 70.586.021 (setenta milhões, quinhentos e oitenta e seis mil e vinte e uma) de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Acionistas	2025 e 2024	
	Ações ordinárias	%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	70.586.021	100,00

17.2. Reservas de lucros

A reserva de retenção de lucros é constituída como uma destinação dos lucros do exercício.

17.3. Reserva legal

A reserva legal é constituída anualmente como destinação de 5% do lucro líquido do exercício e não poderá exceder a 20% do capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízo e aumentar o capital social da Companhia. No exercício findo em 31 de dezembro de 2023 a Companhia alcançou o limite de constituição da reserva legal, não havendo novas constituições desde então.

17.4. Destinação dos lucros acumulados no exercício

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	121.555	121.301
Constituição da reserva legal	-	-
Base de cálculo dos dividendos	121.555	121.301
Distribuições		
Dividendos propostos	-	90.000
Dividendos intermediários	88.000	-
Juros sobre capital próprio	16.000	17.000
	104.000	107.000
Distribuições mínimas obrigatória (25%)	30.389	30.325

Deliberação	Provento	R\$ mil	R\$
AGE de 18/12/2025	Dividendos	88.000	1,24671
AGE de 18/12/2025	Dividendos	39.000	0,55252
AGE de 09/12/2025	Juros sobre capital próprio	16.000	0,22667

17.5. Ajustes de avaliação patrimonial

O imobilizado é mensurado pelo seu custo histórico, menos depreciação acumulada. Esse custo foi ajustado para refletir o custo atribuído de determinados itens do ativo imobilizado na data de transição para IFRS/CPCs, sendo a contrapartida registrada no patrimônio líquido na rubrica de ajustes de avaliação patrimonial.

18. Receita operacional líquida

18.1. Política contábil

18.1.1. Reconhecimento da receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia reconhece a receita quando:

- O valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- É provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a Companhia;
- Quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades da Companhia, conforme descrição a seguir:

O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as eventuais contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. A Companhia baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

A Companhia reconhece as receitas de vendas de energia em contratos bilaterais, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração da Companhia, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

18.1.2. Receita de geração no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Contratos negociados no ambiente de contratação livre, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais. Podem ser contratos de curto e longo prazo acordo com a estratégia interna da Companhia.

É reconhecida no resultado de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, a qual estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador.

	2025	2024
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	269.751	262.265
Mercado de curto prazo (MCP)	2.653	439
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	399	402
Total receita operacional bruta	272.803	263.106
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(25.234)	(24.337)
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI)	(2.414)	(2.331)
	(27.648)	(26.668)
Receita operacional líquida	245.155	236.438

19. Energia elétrica vendida, comprada e encargos de uso da rede

19.1. Energia elétrica vendida

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	534.394	269.751	535.856	262.265
Mercado de curto prazo (MCP)	7.400	2.653	3.556	439
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	37.110	399	13.298	402
	578.904	272.803	552.710	263.106

(*) Não auditado pelos auditores independentes

19.2. Energia elétrica comprada

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	32.868	6.926	20.021	1.572
Mercado de curto prazo (MCP)	69.087	13.429	66.733	10.515
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	47.442	1.116	-	1.260
(-) Crédito de PIS	-	(338)	-	(220)
(-) Crédito de COFINS	-	(1.555)	-	(1.011)
	149.397	19.578	86.754	12.116

(*) Não auditado pelos auditores independentes

19.3. Encargos de uso da rede elétrica

19.3.1. Política contábil

Os encargos devidos pela Companhia estabelecido pela Aneel são: Tust e Encargos de Conexão.

A Tust remunera o uso da Rede Básica, que é composta por instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parte de cada empresa do total do encargo é calculada com base em:

- valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a aproximadamente 80% do encargo da Tust, e
- valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso das distribuidoras ou consumidores livres (locacional), referente a aproximadamente 20% do encargo da Tust.

O encargo de conexão da Rio Verde é pago mensalmente à CTE (Coqueiros Transmissora de Energia S.A.) para remunerar custos de O&M da entrada de linha em 230 kV na qual se conecta a usina.

	2025	2024
Tust	16.372	16.109
Encargos de conexão	110	105
(-) Crédito de PIS	(269)	(266)
(-) Crédito de COFINS	(1.242)	(1.223)
	14.971	14.725

20. Resultado financeiro

20.1. Política contábil

As receitas e despesas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimento de aplicações financeiras, variações monetárias, juros entre outras.

	2025	2024
Receitas		
Rendimento de aplicações financeiras	13.929	13.687
Variações monetárias	1.783	575
Depósitos judiciais	82	214
Uso do bem público (UBP)	1.636	359
Atualização de créditos tributários	62	-
Inadimplência CCEE	3	2
Ajuste a valor presente (AVP)	149	-
Ajuste a valor presente do UBP	147	-
AVP Licença ambiental	2	-
(-) PIS e COFINS	(656)	(648)
Outras receitas financeiras	-	32
	15.205	13.646
Despesas		
Juros	(2.277)	(4.049)
Financiamentos	(2.277)	(4.049)
Variações monetárias	(2.862)	(4.850)
Uso do bem público (UBP)	(1.329)	(3.894)
Provisões para riscos	(368)	(282)
Financiamentos	(721)	(425)
Outras	(444)	(249)
Ajuste a valor presente (AVP)	(2.543)	(142)
Ajuste a valor presente do UBP	(2.532)	(142)
AVP Licença ambiental	(11)	-
Outras despesas financeiras	(292)	(292)
	(7.974)	(9.333)
Resultado financeiro líquido	7.231	4.313

21. Apuração do imposto de renda e contribuição social e tributos diferidos

21.1. Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

21.1.1. Política contábil

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos diferidos são reconhecidos na demonstração do resultado,

exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

A reconciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL		173.135			173.567	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(43.284)	(15.582)	(58.866)	(43.392)	(15.621)	(59.013)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Juros sobre capital próprio (JSCP)	4.000	1.440	5.440	4.250	1.530	5.780
Doações Incentivadas	2.198	-	2.198	1.530	-	1.530
Incentivos fiscais	18	-	18	-	-	-
Outras (adições) permanentes, líquidas	(543)	(204)	(747)	(407)	(156)	(563)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(37.611)	(14.346)	(51.957)	(38.019)	(14.247)	(52.266)
IRPJ e CSLL correntes	41.215	15.644	56.859	39.283	14.702	53.985
IRPJ e CSLL diferidos	(3.604)	(1.298)	(4.902)	(1.264)	(455)	(1.719)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	37.611	14.346	51.957	38.019	14.247	52.266
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(377)	-	(377)	-	-	-
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	37.234	14.346	51.580	38.019	14.247	52.266
Alíquota efetiva	21,7%	8,3%	30,0%	21,9%	8,2%	30,1%

21.2. Tributos diferidos

21.2.1. Política contábil

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas.

Os impostos diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito exequível de legalmente compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais.

A Companhia apresenta o imposto de renda e contribuição social diferidos no grupo não circulante conforme CPC 26 / IAS 1 — Apresentação das demonstrações financeiras.

	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Provisões para riscos	972	350	1.322	867	312	1.179
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	60	21	81	53	19	72
AVP Licença ambiental	32	11	43	-	-	-
Outras provisões	118	43	161	79	28	107
Total bruto	1.182	425	1.607	999	359	1.358
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(1.182)	(425)	(1.607)	(999)	(359)	(1.358)
Total	-	-	-	-	-	-
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Ajuste de avaliação patrimonial	(17.691)	(6.369)	(24.060)	(18.562)	(6.682)	(25.244)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(9.917)	(3.570)	(13.487)	(10.376)	(3.735)	(14.111)
Ajuste a valor presente do UBP	(1.384)	(498)	(1.882)	(3.476)	(1.251)	(4.727)
Total bruto	(28.992)	(10.437)	(39.429)	(32.414)	(11.668)	(44.082)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	1.182	425	1.607	999	359	1.358
Total	(27.810)	(10.012)	(37.822)	(31.415)	(11.309)	(42.724)
Imposto diferido líquido	(27.810)	(10.012)	(37.822)	(31.415)	(11.309)	(42.724)

A Companhia tem a expectativa de realização do imposto de renda e de contribuição social diferidos de acordo com premissas internas e conforme apresentado no quadro abaixo:

	2026	2027	2028	2029	2030	A partir de 2031	Total
Imposto diferido ativo	284	-	-	-	-	1.323	1.607
Imposto diferido passivo	(2.210)	(2.196)	(2.181)	(2.165)	(2.147)	(28.530)	(39.429)
Imposto diferido líquido	(1.926)	(2.196)	(2.181)	(2.165)	(2.147)	(27.207)	(37.822)

22. Lucro por ação

O cálculo do lucro líquido por ação é realizado através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações disponíveis durante o exercício.

Os quadros a seguir apresentam os dados de resultados e ações utilizadas no cálculo dos lucros básico e diluído por ação:

	2025	2024
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro líquido do exercício	121.555	121.301
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	70.586	70.586
Resultado básico e diluído por ação	1,72208	1,71849

23. Instrumentos financeiros

23.1. Política contábil

Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para aqueles que não tem cotação disponível no mercado.

23.2. Classificação

A Companhia pode classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

- i. Mensurados ao valor justo através do resultado;
- ii. Mensurados ao custo amortizado;

A Administração determina a classificação de seus ativos e passivos financeiros no reconhecimento inicial, dependendo do modelo de negócio e da finalidade para a qual o ativo ou passivo financeiro foi adquirido.

Mensurado ao custo amortizado são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a doze meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes) e são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

As receitas com juros provenientes desses ativos financeiros são registradas em receitas financeiras e operacionais, usando o método da taxa efetiva de juros. Quaisquer ganhos ou perdas devido à baixa do ativo são reconhecidos diretamente no resultado e apresentados em outros ganhos / (perdas). As perdas por *impairment* são apresentadas em uma conta separada na demonstração do resultado.

A Companhia não opera com derivativos e não aplica a metodologia denominada contabilidade de operações de *hedge* (*hedge accounting*).

23.3. Reconhecimento e mensuração

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação – data na qual a Companhia se compromete a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado. Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor do custo amortizado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

23.4. Compensação de instrumentos financeiros

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial, quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-lo, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

23.5. Mensuração do valor justo na data da aquisição

A Companhia mensura seus instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo na data da aquisição, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis.

Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações financeiras são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Companhia possa ter acesso na data de mensuração;
- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente; e
- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo não esteja disponível.

As operações da Companhia e suas Controladas compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados “contratos bilaterais”, assinados em período posterior ao da privatização das controladas, que determinam a quantidade e o preço de venda da energia elétrica. O preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M e/ou IPCA. Eventuais diferenças entre a quantidade de energia gerada, energia alocada e o somatório das quantidades vendidas através de contratos são ajustadas através das regras de mercado e liquidadas no âmbito da CCEE. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 4.

Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, a Companhia através da área de crédito, efetua a análise de crédito e define os limites e garantias que serão requeridos.

Todos os contratos têm cláusulas que permitem a Companhia cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

23.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

23.6.1. Considerações gerais

A Companhia participa de operações que envolvem instrumentos financeiros, todos registrados em contas patrimoniais, com o objetivo de reduzir a exposição a riscos de mercado e de moeda. A Administração desses riscos, bem como dos respectivos instrumentos, é realizada por meio de definição de estratégias e estabelecimento de sistemas de controle, minimizando a exposição em suas operações.

Os principais instrumentos financeiros da Companhia estão representados por:

Natureza	Classificação	Hierarquia do valor justo	2025		2024	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	-	31	31	43	43
Aplicações financeiras	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	84.508	84.508	67.032	67.032
Aplicações financeiras vinculadas	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	8.295	8.295	10.715	10.715
Clientes	Custo amortizado	-	21.615	21.615	22.190	22.190
Partes relacionadas	Custo amortizado	-	16	16	-	-
			114.465	114.465	99.980	99.980
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	-	4.619	4.619	2.934	2.934
Encargos setoriais	Custo amortizado	-	4.322	4.322	3.337	3.337
Financiamentos	Custo amortizado	-	17.936	17.936	40.793	40.793
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	-	140.600	140.600	104.450	104.450
Uso do bem público (UBP)	Custo amortizado	-	24.151	24.151	24.631	24.631
Partes relacionadas	Custo amortizado	-	269	269	268	268
			191.897	191.897	176.413	176.413

24. Seguros

24.1. Política contábil

A CTG Brasil mantém contratos de seguros, que englobam a Rio Verde Energia S.A., levando em conta a natureza e o grau de risco para cobrir eventuais perdas significativas sobre os ativos e/ou responsabilidades sua e de suas controladas. As principais coberturas, conforme apólices de seguros são:

Apólices	Vigência	Limite máximo de indenização (*)
Cobertura operacional		
Risco operacional	04/08/2025 a 04/08/2026	1.000.000
Responsabilidade civil	04/08/2025 a 04/08/2026	140.000
Responsabilidade civil ambiental	04/08/2025 a 04/08/2027	110.000
Responsabilidade civil para diretores e executivos	08/12/2025 a 08/12/2026	150.000

(*) Não auditados pelos auditores independentes

25. Transações não caixa

	2025	2024
Provisão para licença ambiental	474	-

Membros da Governança

Diretoria Estatutária

Nome	Cargo
Márcio José Peres	Diretor-Presidente
Renato José Baccili Castilho	Diretor Executivo
Rodrigo Teixeira Egreja	Antônio dos Santos Entraut Junior
Diretor Financeiro	Contador - CRC PR-068461/O-1

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Cotistas da
Rio Verde Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Rio Verde Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da Rio Verde Energia S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório de Desempenho Econômico-Financeiro.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório de Desempenho Econômico-Financeiro, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório de Desempenho Econômico-Financeiro e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório de Desempenho Econômico-Financeiro, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a esse respeito.

Responsabilidades da Administração pelas demonstrações financeiras

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as IFRS Accounting Standards, emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

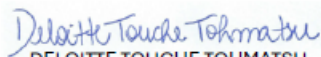
Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

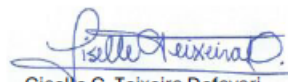
Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com a administração, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8


Giselle C. Teixeira Defavari
Contadora
CRC nº 1 SP 264857/O-6