

ctgbr.com.br



Somos uma das líderes em geração de energia limpa do País.



9GW

capacidade instalada



15

Usinas Hidrelétricas



12

Parques Eólicos



1

Complexo Solar



CTG Brasil





CTG Brasil



Demonstrações Financeiras 2025

China Three Gorges Brasil Energia S.A.

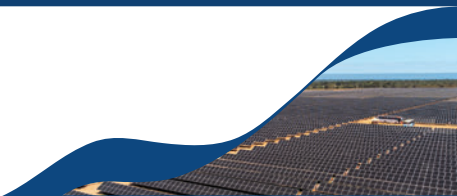
www.ctgbr.com.br





CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



★ continuação

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL

O cenário econômico de 2025 foi marcado pela resiliência da atividade brasileira, embora sob o ambiente macro ainda restritivo e custo de capital elevado. O controle da inflação permaneceu como prioridade central do Banco Central, que manteve a taxa de juros em patamares elevados para assegurar a convergência do IPCA à meta. Esse ambiente de juros altos exigiu das empresas uma gestão de caixa extremamente rigorosa e uma estratégia de financiamento seletiva, favorecendo players com balanços sólidos e gestão de risco elevada.

No mercado de câmbio, observou-se uma maior volatilidade ao longo do ano, influenciado tanto por fatores externos quanto pelas discussões sobre o equilíbrio fiscal doméstico.

O setor de energia manteve sua relevância como um dos principais vetores de investimento do país, ainda que com um ritmo mais seletivo, e os preços de energia registraram recuperação. Também foi um ano em que o *curtailment* (o corte de geração renovável que pode ocorrer por restrições operacionais do sistema ou por falta de demanda) deixou de ser um risco teórico e passou a ser um fator econômico concreto, com potencial de afetar decisões de investimento (leia mais em Contexto regulatório).

A CTG Brasil comprovou a excelência de seus indicadores financeiros, mantendo-se como uma das empresas mais desalavancadas e rentáveis do setor elétrico nacional. A renovação do *Rating* AAA.br pela agência de classificação de riscos Moody's Local Brasil reflete a confiança do mercado na capacidade da Companhia de cumprir metas agressivas de desempenho mesmo em um cenário de custos de capital elevados.

Indicadores macroeconômicos	Triênio		
	2023	2024	2025
PIB	2,9%	3,4%	2,50%*
IPCA	4,62%	4,83%	4,26%
IGP-M	-3,18%	6,54%	-1,05%
Taxa Selic	11,75%	12,25%	15,0%
Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)	6,55%	7,43%	9,07%
Taxa de Câmbio (USD)	4,890	6,192	5,5024

* O valor do PIB 2,5% é a prévia do resultado divulgado em 19/02/2026 pelo IBC-Br (Índice de Atividade Econômica do Banco Central) em 2025. O fechamento oficial não foi divulgado até a publicação deste relatório.

CONTEXTO REGULATÓRIO

A CTG Brasil mantém sua participação ativa nos debates promovidos por entidades setoriais e órgãos reguladores, focando na modernização do sistema elétrico e no reconhecimento do valor dos atributos das hidrelétricas.

O ano foi marcado pela aprovação da Lei 15.269/2025 (a partir da MP 1.304/2025), e que representou uma das atualizações mais significativas do marco regulatório do setor elétrico em quase duas décadas. Entre as medidas, a legislação referenda a abertura gradual e estruturada do Ambiente de Contratação Livre (ACL) para todos os consumidores (incluindo residenciais). A referida lei também revisou critérios legais para formação de tarifas e encargos, incluindo novas regras de apuração de custos no Mercado de Curto Prazo (MCP) (leia mais a seguir, em Comercialização) e reorganizou encargos setoriais, incluindo regras sobre como subsídios para energia eólica e solar são alocados e como eles impactam a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético, encargo setorial pago pelos consumidores de energia que financia políticas públicas do setor) e racionais entre consumidores. Um desses pontos foi a limitação dos subsídios para a geração de energia incentivada a contratações feitas até o fim de 2025, buscando tornar os incentivos mais sustentáveis e menos onerosos ao sistema como um todo.

A CTG Brasil segue exercendo papel ativo e qualificado nas discussões setoriais para que a regulação reconheça e remunere adequadamente os serviços prestados pelas UHEs para a segurança energética, especialmente diante do desafio do *curtailment* (restrição de geração das fontes solar e eólica por excesso de oferta ou falta de demanda em algumas horas do dia), que exige soluções regulatórias para o equilíbrio do mercado e estímulo à demanda. Um dos destaques nesse sentido é o debate sobre as usinas hidrelétricas reversíveis, que armazenam energia ao bombear água para um reservatório superior, promovendo benefícios à rede, como flexibilidade operacional, estabilidade e armazenamento de energia). Com a experiência da sua matriz, que aplica a solução na China, as usinas reversíveis podem dar suporte à expansão de fontes renováveis intermitentes e reforçam a estabilidade do sistema e a racionalidade econômica da transição energética.

Também em 2025, a Rio Paranapanema participou do leilão de créditos oriundos da repactuação do risco hidrológico (GSF), que resultou na extensão do prazo de concessão das usinas de Capivara e Chavantes por mais quatro anos. A Companhia permanece atenta à agenda de renovação das concessões e acompanha as discussões sobre a revisão da metodologia de garantias físicas prevista para 2027.

Paralelamente, a Companhia monitora de perto a regulamentação da Reforma Tributária, participando ativamente dos grupos de trabalho setoriais para garantir que a transição para o novo modelo de impostos (IBS e CBS) ocorra com neutralidade e eficiência para o setor de energia.

PRAZOS DE CONCESSÃO

Paralelamente, a Companhia monitora de perto a regulamentação da Reforma Tributária, participando ativamente dos grupos de trabalho setoriais para garantir que a transição para o novo modelo de impostos (IBS e CBS) ocorra com neutralidade e eficiência para o setor de energia.

Eficiência operacional e modernização: o programa de modernização das usinas Jupia e Ilha Solteira avançou para o terceiro lote em 2025. Com o segundo lote concluído e 12 unidades já reformadas apresentando taxas de falhas próximas a zero, o novo estágio contempla a renovação de mais seis máquinas até 2028. A aplicação de aprendizados técnicos das fases anteriores tem permitido a otimização dos processos, resultando em menor tempo de parada das máquinas em intervenção.

A automação e a teleassistência também avançaram. O modelo de monitoramento remoto fora do horário comercial a partir do COG foi estendido para as usinas de Chavantes e Capivara, elevando a eficiência operacional na bacia do rio Paranapanema sem comprometer a confiabilidade da geração.

O índice de falhas, paradas forçadas, atingiu em 2025 um dos melhores resultados da série histórica, consolidando a Companhia entre os benchmarks do setor. Esses resultados são reconhecidos no ranking regulatório da Aneel, Declaração de Autoavaliação Regulatória e de Desempenho Operacional (DARDO), no qual oito usinas da CTG Brasil figuraram entre as dez melhores do país. Salto, Capivara e Chavantes obtiveram nota geral máxima (100) na avaliação na análise que verifica critérios de Meio Ambiente, Gestão da Operação, Gestão da Manutenção, Operação e Manutenção, Segurança e Indicadores de Desempenho. O órgão regulador avaliou cerca de 150 usinas na fiscalização realizada em 2024, cujos dados foram divulgados em 2025.

Segurança e confiabilidade: a CTG Brasil reafirmou sua posição como referência setorial em segurança do trabalho, mantendo índices de excelência e sem registrar nenhum acidente grave ao longo ano. A taxa de frequência foi 1,58 e a taxa de gravidade, de 0,43. Os números são significativamente menores que o limite do padrão de excelência da Organização Internacional do Trabalho (OIT), de 202 e 50, respectivamente. Todas as barragens sob administração do Grupo permanecem classificadas como de baixo risco, em total conformidade com a legislação vigente.

ÍNDICE DE DISPONIBILIDADE*				
Usina	2023	2024	2025	Limite regulatório
Rio Paraná (média)	94,72%	94,27%	94,97%	93,62%
Rio Paranapanema (média)	98,05%	98,28%	98,54%	94,74%
Rio Canoas	97,88%	97,62%	97,81%	94,76%
Rio Verde	97,78%	97,77%	98,07%	94,58%
Consolidado (média)	95,84%	95,61%	96,15%	93,99%

* O Índice de Disponibilidade é calculado através da TEIP e da TEIfa (taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada, respectivamente, considerando 60 valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente). Sua fórmula de cálculo é: ID = (1-TEIP)*(1-TEIfa). Os valores apresentados referem-se ao mês de dezembro em cada ano.

GERAÇÃO DE ENERGIA (GWh)			
Usina	2023	2024	2025
Rio Paraná	18.025,00	18.361,00	18.587,10
Rio Paranapanema	11.100,00	6.842,00	7.195,00
Rio Canoas	983,50	1.103,00	744,91
Rio Verde	462,30	434,80	426,90
Arinos	-	-	72,2
Total	30.570,80	26.740,80	27.026,12

PESSOAS

No exercício de 2025, a Companhia promoveu reestruturação na área de Pessoas e Cultura, com ajustes organizacionais decorrentes de mudanças na alta liderança. O movimento teve como foco o fortalecimento das políticas de atração e retenção de talentos, remuneração e planejamento sucessório.

Foram mantidas e aprimoradas iniciativas voltadas ao desenvolvimento de competências e à formação de profissionais, por meio de programas estruturados de capacitação, desenvolvimento de líderes, aprendizagem corporativa, plano de carreira e mapeamento sucessório. A Companhia também manteve o incentivo à educação formal e ao desenvolvimento de idiomas, além de priorizar a mobilidade interna nos processos de recrutamento.

Em 2025, foi retomado o Programa de Intercâmbio, com a participação de cinco profissionais em imersão técnica e cultural na China, reforçando a integração entre equipes e o desenvolvimento de competências estratégicas.

Atualmente, a gestão de pessoas e os processos de contratação e promoção baseiam-se em critérios técnicos, de desempenho e na legislação vigente.

Abaixo estão as principais métricas, nos termos do Artigo 133, §6º da Lei 6.404/76:

TABELA DE PROPORCIONALIDADE - 2024		
Gênero	Total empregados	%
Homens	137	54,0
Mulheres	115	46,0
Total	252	100,0

TABELA DE PROPORCIONALIDADE - 2025		
Gênero	Total empregados	%
Homens	203	72,00
Mulheres	78	28,00
Total	281	100,00

TABELA DE PROPORCIONALIDADE		
Conselho de Administração		
Gênero	Quantidade	%
Homens	4	80,0
Mulheres	1	20,0
Total	5	100,0

TABELA DE PROPORCIONALIDADE		
Diretoria Estatutária		
Gênero	Quantidade	%
Homens	4	100,0
Mulheres	0	0,0
Total	4	100,0

TABELA DE PROPORCIONALIDADE		
Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas		
Gênero	Quantidade	%
Homens	2	50,0
Mulheres	2	50,0
Total	4	100,0

TABELA DE PROPORCIONALIDADE		
Comitê de Pessoas e ESG		
Gênero	Quantidade	%
Homens	2	67,0
Mulheres	1	33,0
Total	3	100,0

ÍNDICE (MULHERES/HOMENS) 2024 X 2025			
(M/H)	Total empregados	Contratações	Desligamentos
2024	0,84	0,94	1,43
2025	0,38	1,03	0,29

2024		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 614.587,86	R\$ 477.500,78
Cargos gerenciais	R\$ 239.752,09	R\$ 219.611,38
Cargos administrativos	R\$ 155.782,92	R\$ 88.471,69
Cargos de produção	R\$ -	R\$ -

2025		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 1.453.783,41	R\$ 993.437,51
Cargos gerenciais	R\$ 459.341,28	R\$ 343.481,08
Cargos administrativos	R\$ 203.211,88	R\$ 168.002,34
Cargos de produção	R\$ -	R\$ -

PROPORÇÃO SALARIAL 2024 X 2025		
(M/H)	2024	2025
Cargos de diretoria	0,78	0,68
Cargos gerenciais	0,92	0,75
Cargos administrativos	0,57	0,83
Cargos de produção	0,00	0,00

Entidade	Contrato de concessão Aneel/ Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão/ autorização	Vencimento da concessão/ autorização
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	42,5	22/09/1999	19/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Rio Paranapanema Energia S.A.	Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049
Rio Canoas Energia S.A.	Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	84,9	14/12/2010	14/01/2051
Rio Verde Energia S.A.	Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	63,2	11/12/2002	11/04/2046
Rio Paraná Energia S.A.	Nº 01/2016	Jupia	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	20/04/2047
Rio Paraná Energia S.A.	Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	21/04/2047
						7.600,9	3.712,8		

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da autorização	Vencimento da autorização
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Nº 10.168/2021	Arinos 1	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Nº 10.169/2021	Arinos 2	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Nº 10.171/2021	Arinos 4	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Nº 10.175/2021	Arinos 8	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Nº 10.176/2021	Arinos 9	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Nº 10.177/2021	Arinos 10	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Nº 11.413/2022	Arinos 32	UFV	MG	48,1	15,0	01/04/2022	01/04/2057
					336,7	103,5		

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da autorização	Vencimento da autorização
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Nº 11.823/2022	Serra da Palmeira I	EOL	PB	36,0	13,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Nº 11.824/2022	Serra da Palmeira II	EOL	PB	30,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Nº 11.825/2022	Serra da Palmeira III	EOL	PB	24,0	6,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Nº 11.826/2022	Serra da Palmeira IV	EOL	PB	30,0	12,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Nº 11.827/2022	Serra da Palmeira V	EOL	PB	36,0	16,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Nº 11.828/2022	Serra da Palmeira VI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Nº 11.829/2022	Serra da Palmeira VII	EOL	PB	30,0	12,1	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Nº 11.830/2022	Serra da Palmeira VIII	EOL	PB	24,0	10,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Nº 11.831/2022	Serra da Palmeira IX	EOL	PB	24,0	11,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Nº 11.832/2022	Serra da Palmeira X	EOL	PB	30,0	10,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Nº 11.833/2022	Serra da Palmeira XI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Nº 11.834/2022	Serra da Palmeira XII	EOL	PB	24,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Nº 11.835/2022	Serra da Palmeira XIII	EOL	PB	42,0	17,3	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Nº 11.836/2022	Serra da Palmeira XIV	EOL	PB	24,0	9,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Nº 11.837/2022	Serra da Palmeira XV	EOL	PB	36,0	14,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Nº 11.838/2022	Serra da Palmeira XVI	EOL	PB	24,0	10,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Nº 11.839/2022	Serra da Palmeira XVII	EOL	PB	30,0	14,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Nº 11.840/2022	Serra da Palmeira XVIII	EOL	PB	18,0	7,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Nº 11.841/2022	Serra da Palmeira XIX	EOL	PB	30,0	13,6	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Nº 11.842/2022	Serra da Palmeira XX	EOL	PB	24,0	8,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Nº 11.843/2022	Serra da Palmeira XXI	EOL	PB	24,0	8,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Nº 11.844/2022	Serra da Palmeira XXII	EOL	PB	24,0	8,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Nº 11.845/2022	Serra da Palmeira XXIII	EOL	PB	36,0	12,7	12/05/2022	12/05/2057
					648,0	259,9		

COMERCIALIZAÇÃO

O ano de 2025 marcou um ponto de recuperação nos preços de energia no mercado brasileiro. O principal fator para essa valorização foram mudanças na modelagem regulatória permitindo que os preços horários reflitam explicitamente as variações de oferta e demanda ao longo do dia, considerando a intermitência das fontes solar e eólica e valorizando a flexibilidade dos ativos geradores hidrelétricos. Complementarmente, o cenário hidrológico contribuiu para a sustentação dos preços, visto que, embora o regime de chuvas tenha apresentado melhora em relação a 2024, os volumes permaneceram abaixo da média histórica.

A Companhia também conseguiu capturar oportunidades de mercado a partir de uma gestão de riscos ágil e eficiente, resultado do conjunto de investimentos feitos nos últimos anos em ferramentas de inteligência de mercado, modelagem de cenários e estratégias de proteção contra riscos hidrológicos e de preço, incorporando aprendizados do mercado financeiro e ampliando a sofisticação das decisões comerciais. Com isso, foi possível otimizar a comercialização tanto no curto quanto no longo prazo, melhorar a previsibilidade de resultados e capturar oportunidades em janelas de preço mais favoráveis, gerando contribuições importantes para as receitas em 2025.

A Companhia registrou 15.833,1 GWh (47,94%) no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 17.194,4 GWh (52,06%) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), totalizando 33.027,5 GWh, valor consolidado e validado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em energia comercializada, reforçando a solidez e a diversificação de seu portfólio de ativos.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Em 2025, a CTG Brasil operou em um contexto de maior normalidade hidrológica em diversas bacias do Sistema Interligado Nacional (SIN), após um ano anterior marcado por baixos níveis de afluência. Esse cenário, aliado à gestão dos ativos de geração, contribuiu para o cumprimento das metas operacionais da Companhia, com a disponibilidade do parque gerador consolidado em 96,15%, nível superior ao parâmetro de referência estabelecido pelo órgão regulador (93,99%).

Expansão e consolidação das *greenfields*: o ano de 2025 foi um marco para a diversificação do portfólio da CTG Brasil com o início da operação plena de seus primeiros projetos desenvolvidos do planejamento à construção. O Complexo Solar Arinos, em Minas Gerais, entrou em operação comercial em meados do ano, em linha com o cronograma previsto, com investimento final inferior ao orçamento aprovado. A execução eficiente foi viabilizada pelo acesso estratégico a fornecedores internacionais, negociações em momentos favoráveis do câmbio e pela integração imediata ao Centro de Operação da Geração (COG), em Ilha Solteira.

O Complexo Edício Serra da Palmeira, na Paraíba, também teve sua construção concluída e ingressou em sua fase operacional no fim de 2025, operando em regime de geração em teste com energia conectada ao SIN e liquidada ao preço de mercado (PLD). Somado ao Complexo de Arinos, essas operações adicionam cerca de 1 GW de capacidade instalada renovável ao modelo de negócios



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Entre 2024 e 2025, os indicadores de proporção mulheres/homens (M/H) evidenciaram variações relevantes tanto na composição do quadro funcional quanto na estrutura remuneratória.

No total de empregados, o índice reduziu de 0,84 para 0,38, indicando maior predominância masculina ao final de 2025. Nas movimentações do período, observou-se equilíbrio nas contratações em 2024 (0,94) e leve predominância feminina em 2025 (1,03). Quanto aos desligamentos, houve inversão do padrão: em 2024, o índice de 1,43 indicava maior proporção de desligamentos femininos, enquanto em 2025 o índice de 0,29 aponta predominância de desligamentos masculinos.

No que se refere à proporção salarial, verificou-se equalização na diretoria, com o índice passando de 0,78 para 1,00. Nos cargos gerenciais, o indicador reduziu de 0,92 para 0,75, enquanto nos cargos administrativos houve avanço, com melhora de 0,57 para 0,83. Nos cargos de produção, o índice permaneceu em 0,00 em ambos os exercícios, refletindo ausência de mulheres nessa categoria.

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.

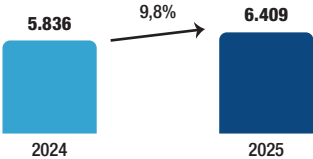
PRINCIPAIS INDICADORES			
	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	5.397.184	4.749.893	13,6%
Receita de ativos financeiros	1.716.901	1.713.864	0,2%
(-) Deduções à receita operacional	(705.453)	(627.476)	12,4%
Receita operacional líquida	6.408.632	5.836.281	9,8%
Contratos futuros de energia	-	(18.216)	-100,0%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(2.629.155)	(2.119.029)	24,1%
Resultado de participação societárias	61.015	141.530	-56,9%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	3.840.492	3.840.566	0,0%
Ebitda	4.593.895	4.514.054	1,8%
Margem Ebitda - %	71,7%	77,3%	-5,6 p.p.
Resultado financeiro	(293.709)	(822.609)	-64,3%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	3.546.783	3.017.957	17,5%
Lucro líquido do exercício	2.680.217	2.275.981	17,8%
Margem líquida - %	41,8%	39,0%	2,8 p.p.
Quantidade de ações	992.653	992.653	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação (Controladora)	1,83385	1,51122	21,3%

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

A receita operacional líquida consolidada foi de R\$ 6.408,6 milhões no ano de 2025, representando um crescimento de R\$ 572,4 milhões em relação ao ano de 2024. Sobre essa variação vale destacar as seguintes variações na receita bruta:

- Elevação de R\$ 382,6 milhões na receita do mercado de curto prazo (MCP e MRE), principalmente em função do aumento do preço médio da liquidação das diferenças (PLD) na comparação entre os dois exercícios, além dos efeitos positivos da geração e da modulação ao longo do ano de 2025;
- Elevação de R\$ 187 milhões em contratos no ambiente de contratação regulada (ACR), modalidade na qual as Controladas Rio Paraná e Rio Paranapanema passaram a operar a partir de 2025, em decorrência dos 31º e 32º Leilões de Energia.
- Crescimento de R\$ 132,8 milhões na receita de contratos no mercado livre (ACL) principalmente pelo maior volume de energia vendida nessa modalidade na comparação entre os dois exercícios;
- Redução de R\$ 55,2 milhões na receita de comercialização de energia, principalmente em virtude da descontinuidade das operações da CTG Trading no final de 2024.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)



CONTRATOS FUTUROS DE ENERGIA

Efeito favorável de R\$ 18,2 milhões na linha de contratos futuros de energia, em razão da descontinuidade das operações da CTG Trading no final de 2024. Além disso, houve a mudança no perfil de atuação da controlada CTG NE que, com a entrada em operação dos projetos renováveis do Grupo, passou a atuar como representante das geradoras renováveis solar e eólica junto à CCEE e, como consequência, deixando de ser aplicável a metodologia do MTM.

CUSTOS E OUTROS RESULTADOS OPERACIONAIS			
	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Pessoal	(336.589)	(301.463)	11,7%
Material	(29.287)	(17.613)	66,3%
Serviços de terceiros	(146.237)	(139.920)	4,5%
Energia comprada	(866.544)	(573.473)	51,1%
Depreciação e amortização	(753.403)	(673.488)	11,9%
Encargos de uso da rede elétrica	(464.425)	(436.706)	6,3%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(107.297)	(87.418)	22,7%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(13.296)	(12.320)	7,9%
Seguros	(22.026)	(22.195)	-0,8%
Aluguéis	(6.537)	(4.764)	37,2%
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	(23.996)	33.119	-172,5%
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	(1.321)	(2.728)	-51,6%
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	-	156.093	-100,0%
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo com GSF)	5.841	-	100,0%
Alienação de participações societárias	172.833	-	100,0%
Outros	(36.871)	(36.153)	2,0%
	(2.629.155)	(2.119.029)	24,1%

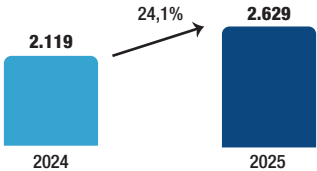
Os custos e outros resultados operacionais apresentaram um aumento de aproximadamente R\$ 510,1 milhões, quando comparado com o exercício anterior. A respeito dessa variação, vale destacar:

- Aumento de R\$ 293,1 milhões na rubrica de energia comprada, principalmente no Ambiente de Contratação Livre (ACL), decorrente principalmente da cobertura de lastro em função da piora do indicador de risco hidrológico (GSF) na comparação entre os períodos;
- Em 2024, houve evento não recorrente referente à reversão de perdas por não recuperabilidade de ativos no montante de R\$ 156,1 milhões, relacionado à provisão constituída na antiga subsidiária Sapucaí-Mirim, na controlada indireta Rio Paranapanema Energia.

- Na rubrica de provisões para riscos, efeito desfavorável de R\$ 57,1 milhões, uma vez que em 2025 foi reconhecida provisão acerca de ação de natureza tributária no valor de R\$ 23,8 milhões após andamentos desfavoráveis em ações similares na controlada indireta Rio Paranapanema, enquanto em 2024, foram registradas reversões do saldo residual de contingência regulatória na controlada Rio Paraná no valor de R\$ 27,1 milhões e R\$ 10,4 milhões referentes à adesão ao Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF) na controlada indireta Rio Paranapanema;
- Aumento de R\$ 79,9 milhões nos custos e despesas com depreciação e amortização, principalmente em razão da entrada em operação das empresas do parque solar de Arinos ao longo do período além do início da amortização referente à extensão das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, na controlada indireta Rio Paranapanema;
- Aumento de R\$ 35,1 milhões na linha de pessoal onde os principais fatores foram: dissídio e mérito, ano completo da troca de estratégia de benefício dos carros para os executivos na Holding e complemento da provisão para remuneração variável;
- Aumento de R\$ 27,7 milhões nos custos com encargos regulatórios pelo uso da rede Elétrica, principalmente em decorrência do reajuste das Tarifas dos Encargos de Transmissão (Tust);
- Acréscimo de R\$ 19,9 milhões nos custos com compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH), basicamente em razão da maior geração das Usinas do grupo na comparação entre os exercícios (26.887 GWh em 2025 x 26.193 GWh em 2024);

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo efeito positivo de R\$ 172,8 milhões decorrentes da alienação das participações societárias nos empreendimentos Jari e Cachoeira Caldeirão, sendo R\$ 232,8 milhões reconhecidos como ganho de capital, compensados pelo reconhecimento de R\$ 60 milhões relacionados a contingências cuja avaliação de riscos foi revisada durante o processo de alienação.

Custos e outros resultados operacionais (R\$ milhões)



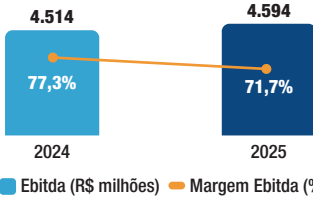
EBITDA E MARGEM EBITDA			
	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Lucro líquido do exercício	2.680.217	2.275.981	17,8%
Imposto de renda e contribuição social	866.566	741.976	16,8%
Resultado financeiro (líquido)	293.709	822.609	-64,3%
Depreciação e amortização	753.403	673.488	11,9%
Ebitda	4.593.895	4.514.054	1,8%
Margem Ebitda	71,7%	77,3%	-5,6 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 do Grupo 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 medido em 2025 acumulou R\$ 4.593,9 milhões o que representa um aumento de R\$ 79,8 milhões quando comparado ao Ebitda apurado no ano de 2024.

Ebitda (R\$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO			
	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	298.338	228.127	30,8%
Variações monetárias	88.814	76.224	16,5%
Ganho com variação cambial	233.368	74.029	215,2%
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	-	120.559	-100,0%
Ajuste a valor presente (AVP)	356	-	100,0%
Outros	(94.505)	(77.030)	22,7%
	526.371	421.909	24,8%

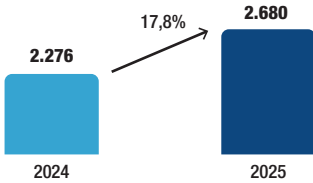
Entidade	Dívidas	Remuneração	Vencimento	Consolidado		Variação
				2025	2024	
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	2,95% ao ano + CNH	13/01/2025	-	871.333	-100,0%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	2,95% ao ano + CNH	09/09/2025	-	849.829	-100,0%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	Debêntures 1ª emissão - série única	DI + 0,43% ao ano	15/12/2029	1.452.582	301.579	381,7%
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	16.656	37.731	-55,9%
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.280	3.062	-58,2%
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	161.451	186.052	-13,2%
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	811	909	-10,8%
Rio Paraná Energia S.A.	China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	4,29% ao ano + USD	20/11/2025	-	1.515.886	-100,0%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 1ª emissão - série 2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	-	169.933	-100,0%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 2ª emissão - série 2	IPCA + 4,63% ao ano	15/06/2031	826.522	789.585	4,7%
Rio Paraná Energia S.A.	Debêntures 3ª emissão - série única	DI + 1,29% ao ano	27/06/2027	800.096	799.328	0,1%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 8ª emissão - série 2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	119.344	-100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	320.092	314.149	1,9%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	341.440	335.115	1,9%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 1ª emissão - série única	DI + 0,40% ao ano	12/02/2026	422.916	-	100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 2ª emissão - série 1	DI + 0,50% ao ano	17/06/2026	251.288	-	100,0%
				4.595.134	6.293.835	-27,0%

USD - Dólar / CNH - Chinese Yuan Renminbi Offshore / TJLP - Taxa de juros de longo prazo / IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo / DI - Depósito interbancário / BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social

LUCRO LÍQUIDO

A CTG Brasil apresentou um desempenho de resultados bastante positivo no ano de 2025. O lucro líquido consolidado apurado foi de R\$ 2.680 milhões, o que representa um crescimento de R\$ 404,2 milhões ou + 17,8% na comparação anual com o resultado apurado no exercício de 2024.

Lucro líquido (R\$ milhões)



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



BALANÇOS PATRIMONIAIS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024											
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)											
★ continuação											
Ativo	Nota	Controladora		Consolidado		Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024			2025	2024	2025	2024
Circulante						Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	268.865	266.444	878.956	2.742.164	Fornecedores	15	8.148	6.948	763.144	777.634
Clientes	6	—	—	769.725	604.811	Salários, provisões e contribuições sociais		39.992	34.240	88.032	82.347
Tributos a recuperar	7	80.018	65.923	85.010	73.581	Tributos a recolher	7	70.138	58.414	390.350	557.823
Repactuação do risco hidrológico	8	—	—	259	259	Encargos setoriais	16	—	—	86.980	89.553
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	—	—	1.350.293	1.292.618	Indenização socioambiental		—	—	1.074	1.021
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	10	827.904	1.261.203	6.026	25.647	Empréstimos	17	—	—	674.204	—
Partes relacionadas	22.3	8.602	—	—	—	Financiamentos	18	—	—	47.941	51.612
Serviços em curso		—	—	43.506	46.686	Debêntures	19	6.135	1.579	448.065	320.269
Instrumentos financeiros derivativos		—	122.768	—	122.768	Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	20	2.077.598	2.517.033	2.392.340	3.080.474
Outros créditos		5.387	5.348	53.446	64.584	Uso do bem público (UBP)	21	—	—	3.847	3.687
Total do ativo circulante		1.190.776	1.721.686	3.187.221	4.973.118	Partes relacionadas	22.3	—	1.721.162	4.642	3.241.447
Não circulante						Provisões					
Realizável a longo prazo		—	—	—	—	Outras obrigações		6.200	7.821	8.848	11.940
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	—	—	23.142	26.859	Total do passivo circulante		2.208.211	4.347.197	5.476.560	8.547.453
Tributos a recuperar	7	—	—	1.590	2.409	Não circulante					
Tributos diferidos	29.2	—	—	173.801	151.807	Fornecedores	15	—	—	93.117	77.368
Repactuação do risco hidrológico	8	—	—	4.837	5.096	Tributos diferidos	29.2	—	751	1.935.786	1.604.339
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	—	—	11.647.732	11.359.155	Encargos setoriais	16	—	—	48.855	44.392
Dividendos	10	1.808.808	—	—	—	Indenização socioambiental		—	—	18.986	19.462
Depósitos judiciais	11	—	14	765.871	707.607	Financiamentos	18	—	—	132.257	176.142
Outros créditos		215	3.036	15.039	4.016	Debêntures	19	1.446.447	300.000	3.292.667	2.508.764
		1.809.023	3.050	12.632.012	12.256.949	Dividendos	10	427.000	—	1.338.924	—
Investimentos	12	15.715.280	16.594.323	934.239	1.691.435	Uso do bem público (UBP)	21	—	—	33.966	34.101
Imobilizado	13	25.884	10.072	8.073.616	6.875.711	Provisões	23	6.070	5.896	1.548.879	1.696.380
Intangível	14	270.583	262.562	8.184.831	7.725.348	Outras obrigações		88.590	4.483	110.080	12.774
Total do ativo não circulante		17.820.770	16.870.007	29.824.698	28.549.443	Total do passivo não circulante		1.968.107	311.130	8.553.517	6.173.722
						Total do passivo		4.176.318	4.658.327	14.030.077	14.721.175
						Patrimônio líquido					
						Capital social	25	11.670.895	11.670.895	11.670.895	11.670.895
						Reserva legal		518.320	427.301	518.320	427.301
						Reserva de retenção de lucros		2.555.385	1.704.672	2.555.385	1.704.672
						Ajuste de avaliação patrimonial		90.628	130.498	90.628	130.498
						Total do patrimônio líquido		14.835.228	13.933.366	14.835.228	13.933.366
						Participação dos não controladores		—	—	4.146.614	4.868.020
						Total do patrimônio líquido Consolidado		14.835.228	13.933.366	18.981.842	18.801.386
Total do ativo		19.011.546	18.591.693	33.011.919	33.522.561	Total do passivo e patrimônio líquido		19.011.546	18.591.693	33.011.919	33.522.561

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	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Receita operacional líquida	26.1	—	—	6.408.632	5.836.281
Contratos futuros de energia		—	—	—	(18.216)
Custos operacionais					
Pessoal		—	—	(185.131)	(173.878)
Material		—	—	(27.293)	(16.172)
Serviços de terceiros		—	—	(87.211)	(81.649)
Energia comprada	27.2	—	—	(866.544)	(573.473)
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	—	—	(655.822)	(587.714)
Encargos de uso da rede elétrica	27.3	—	—	(464.425)	(436.706)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		—	—	(107.297)	(87.418)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		—	—	(13.296)	(12.320)
Seguros		—	—	(21.049)	(21.557)
Aluguéis		—	—	(1.909)	(1.081)
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	23.4	—	—	(2.984)	5.780
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	—	—	(1.321)	(2.728)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	14.3	—	—	5.841	—
Outros		—	—	(7.779)	(9.113)
		—	—	(2.436.220)	(1.998.029)
Resultado bruto		—	—	3.972.412	3.820.036
Outros resultados operacionais					
Pessoal		(131.621)	(103.879)	(151.458)	(127.585)
Material		(971)	(758)	(1.994)	(1.441)
Serviços de terceiros		(36.615)	(35.258)	(59.026)	(58.271)
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	(17.006)	(16.118)	(97.581)	(85.774)
Seguros		(495)	(457)	(977)	(638)
Aluguéis		(3.732)	(3.078)	(4.628)	(3.683)
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	23.4	(170)	(5.991)	(21.012)	27.339
Compartilhamento de despesas	22.3	81.544	75.787	—	—
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		—	—	—	156.093
Alienação de participações societárias		172.833	—	172.833	—
Outros		(6.386)	(7.455)	(29.092)	(27.040)
		57.381	(97.207)	(192.935)	(121.000)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	12.2	1.998.588	1.755.787	61.015	141.530
		1.998.588	1.755.787	61.015	141.530
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		2.055.969	1.658.580	3.840.492	3.840.566
Resultado financeiro					
Receitas	26.1	84.702	122.936	526.371	421.909
Despesas		(314.945)	(281.515)	(820.080)	(1.244.518)
		(230.243)	(158.579)	(293.709)	(822.609)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.825.726	1.500.001	3.546.783	3.017.957
Imposto de renda e da contribuição social					
Corrente	29.1	(5.346)	263	(556.313)	(686.236)
Diferido		—	(146)	(310.253)	(55.740)
		(5.346)	117	(866.566)	(741.976)
Lucro líquido do exercício		1.820.380	1.500.118	2.680.217	2.275.981
Atribuível a					
Acionistas controladores		1.820.380	1.500.118	1.820.380	1.500.118
Acionistas não controladores		—	—	859.837	775.863
		1.820.380	1.500.118	2.680.217	2.275.981
Lucro líquido básico e diluído por ação	30	1,83385	1,51122	—	—

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)

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Lucro líquido do exercício	1.820.380	1.500.118	2.680.217	2.275.981
Outros resultados abrangentes do exercício				
Itens que não serão reclassificados para o resultado				
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	2.879	—	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	(979)	—	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	(91)	383	(142)	597
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	31	(130)	48	(204)
	(60)	2.153	(94)	3.357
Itens a serem posteriormente reclassificados para o resultado				
Hedge de fluxo de caixa	(2.209)	2.209	(2.209)	2.209
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	751	(751)	751	(751)
	(1.458)	1.458	(1.458)	1.458
Total do resultado abrangente do exercício	1.818.862	1.503.729	2.678.665	2.280.796

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	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.825.726	1.500.001	3.546.783	3.017.957
Ajustes em:					
Equivalência patrimonial	12.2	(1.998.588)	(1.755.787)	(61.015)	(141.530)
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	—	—	1.321	2.728
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	17.006	16.118	753.403	673.488
Alienação de participações societárias		(172.833)	—	(172.833)	—
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		—	—	—	(156.093)
Resultado na baixa do ativo imobilizado/intangível	13.2 e 14.2	8	282	1.840	1.011
Juros e variação monetária de ativos financeiros	9.3	—	—	(1.716.901)	(1.713.864)
Juros e amortização de custos sobre empréstimos	17.3	—	—	24.437	—
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre financiamentos	18.6	—	—	21.792	22.717
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre debêntures	19.4	209.638	1.579	425.506	182.869
AVP e variação monetária sobre UBP	21.2	—	—	3.914	5.482
Juros e variação cambial sobre partes relacionadas	22.3	(78.525)	249.181	(193.446)	637.355
Atualização e amortização AVP sobre provisão de grandes reparos	23.2	—	—	163.510	274.235
Variação monetária sobre depósitos judiciais		(1)	5	(64.250)	(52.353)
Constituição e variação monetária sobre provisão para riscos	23.5	174	5.992	27.793	(26.887)
AVP sobre descomissionamento de ativos	23.3	—	—	6.655	—
AVP sobre licença ambiental	23.4	—	—	2.122	—
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	32.7	78.003	(120.559)	78.003	(120.559)
Contratos futuros de energia		—	—	—	18.216
Variação monetária referente a liminar CCEE		—	—	(4.311)	(5.487)
Outras variações		(4.508)	(3.381)	19.976	12.870
Variação nos ativos e passivos					
Clientes		—	—	(165.146)	84.261
Ativo financeiro vinculado à concessão	9.3	—	—	1.370.649	1.307.859
Partes relacionadas		(8.602)	12.531	243	1.255
Serviços em curso		—	—	(19.314)	(12.398)
Depósito judicial	11.2	15	30	443	176
Fornecedores		1.200	(11.269)	291.249	209.862
Salários, provisões e contribuições sociais		5.752	875	5.685	1.589
Encargos setoriais		—	—	18.455	7.307
Capitalização de debêntures	19.4	—	—	85.010	104.540
Uso do bem público (UBP)	21.2	—	—	(3.889)	(3.744)
Provisões	23.1	—	(199)	(236.622)	(230.329)
Impostos, taxas e contribuições		28.812	12.913	(189.418)	(161.048)
Outras variações ativas e passivas		25.268	(4.399)	37.726	(14.440)
Caixa (aplicado nas)/gerado pelas operações		(71.455)	(96.087)	4.059.370	3.927.045
Recebimento de dividendos	10.2	1.368.328	578.462	33.699	69.731
Recebimento de juros sobre o capital próprio	10.2	534.233	518.928	25.647	34.643
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		—	(131)	(673.591)	(532.812)
Pagamento de juros sobre financiamentos	18.6	—	—	(16.561)	(20.569)
Pagamento de juros sobre debêntures	19.4	(202.729)	—	(451.537)	(228.419)
Pagamento de variação monetária sobre debêntures	19.4	—	—	(91.374)	(76.932)
Pagamento de juros sobre partes relacionadas	22.4	(44.259)	—	(140.536)	—
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		1.584.118	993.172	2.745.117	3.172.687
Fluxos de caixa das atividades de investimentos					
Aporte de Capital	12.2	(1.424.122)	(2.451.606)	—	—
Adições no ativo imobilizado e intangível	13.2 e 14.2	(40.847)	50.745	(2.720.191)	(2.611.475)
Recebimento pela alienação de participações societárias	12.2	1.143.027	—	1.143.027	—
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(321.942)	(2.400.861)	(1.577.164)	(2.611.475)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Valor recebido pelo empréstimo de partes relacionadas		—	1.471.981	—	1.471.981
Valor recebido pela emissão de debêntures	19.4	1.150.000	300.000	1.150.000	920.000
Valor recebido pela emissão de empréstimo	17.3	—	—	650.000	—
Custo de transação pela emissão de debêntures	19.4	(5.906)	—	(5.906)	(829)
Custo de transação pela emissão de empréstimo	17.3	—	—	(233)	—
Liquidação de NDF - hedge de dívida		42.556	—	42.556	—
Pagamento de financiamentos	18.6	—	—	(52.787)	(51.918)
Pagamento de debêntures	19.4	—	—	(200.000)	(895.000)
Pagamento de partes relacionadas	22.4	(1.590.470)	—	(2.893.744)	—
Pagamento de dividendos	20.2	(405.435)	—	(1.028.345)	(193.977)
Pagamento de juros sobre capital próprio	20.2	(450.500)	(549.950)	(692.702)	(767.347)
Fluxo de caixa líquido (aplicado nas) gerado pelas atividades de financiamento		(1.259.755)	1.222.031	(3.031.161)	482.910
Aumento/(redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa					
		2.421	(185.658)	(1.863.208)	1.044.122
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		266.444	452.102	2.742.164	1.698.042
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		268.865	266.444	878.956	2.742.164
AVP - Ajuste a Valor Presente/CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica					



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024									
★ continuação									
	Capital social	Reservas Legal	Retenção de lucros	Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2024	11.670.895	427.301	1.704.672	—	117.897	12.601	13.933.366	4.868.020	18.801.386
Resultado abrangente do exercício									
Lucro líquido do exercício	—	—	—	1.820.380	—	—	1.820.380	859.837	2.680.217
Hedge de fluxo de caixa	—	—	—	—	—	(2.209)	(2.209)	—	(2.209)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	—	—	—	—	—	751	751	—	751
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	(91)	(91)	(51)	(142)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	—	—	—	—	—	31	31	17	48
	—	—	—	1.820.380	—	(1.518)	1.818.862	859.803	2.678.665
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	58.109	(58.109)	—	—	—	—
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	(19.757)	19.757	—	—	—	—
	—	—	—	38.352	(38.352)	—	—	—	—
Contribuições e distribuições aos acionistas									
Reserva legal	—	91.019	—	(91.019)	—	—	—	—	—
Reserva de retenção de lucros	—	—	850.713	(850.713)	—	—	—	—	—
Dividendos intermediários	—	—	—	(427.000)	—	—	(427.000)	(1.225.775)	(1.652.775)
Dividendos propostos	—	—	—	—	—	—	—	(866)	(866)
Juros sobre capital próprio	—	—	—	(490.000)	—	—	(490.000)	(354.568)	(844.568)
	—	91.019	850.713	(1.858.732)	—	—	(917.000)	(1.581.209)	(2.498.209)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	11.670.895	518.320	2.555.385	—	79.545	11.083	14.835.228	4.146.614	18.981.842
	Capital social	Reservas Legal	Retenção de lucros	Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	11.670.895	352.296	1.235.674	—	158.259	8.990	13.426.114	4.855.713	18.281.827
Resultado abrangente do exercício									
Lucro líquido do exercício	—	—	—	1.500.118	—	—	1.500.118	775.863	2.275.981
Hedge de fluxo de caixa	—	—	—	—	—	2.209	2.209	—	2.209
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	—	—	—	—	—	(751)	(751)	—	(751)
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	2.879	2.879	1.611	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção									
a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	(979)	(979)	(547)	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	383	383	214	597
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	—	—	—	—	—	(130)	(130)	(74)	(204)
	—	—	—	1.500.118	—	3.611	1.503.729	777.067	2.280.796
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	61.154	(61.154)	—	—	—	—
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	(20.792)	20.792	—	—	—	—
	—	—	—	40.362	(40.362)	—	—	—	—
Contribuições e distribuições aos acionistas									
Reserva legal	—	75.005	—	(75.005)	—	—	—	—	—
Reserva de retenção de lucros	—	—	468.975	(468.975)	—	—	—	—	—
Dividendos intermediários	—	—	—	(520.500)	—	—	(520.500)	(160.679)	(681.179)
Dividendos propostos	—	—	—	—	—	—	—	(319.392)	(319.392)
Juros sobre capital próprio	—	—	—	(476.000)	—	—	(476.000)	(284.702)	(760.702)
Juros sobre capital próprio prescritos	—	—	—	—	—	—	23	13	36
	—	75.005	468.998	(1.540.480)	—	—	(996.477)	(764.760)	(1.761.237)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	11.670.895	427.301	1.704.672	—	117.897	12.601	13.933.366	4.868.020	18.801.386

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024											
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)											
		Controladora		Consolidado				Controladora		Consolidado	
	Nota	2025	2024	2025	2024		Nota	2025	2024	2025	2024
Receitas						Distribuição do valor adicionado					
Pessoal						Pessoal					
Venda de energia		—	—	5.397.183	4.749.893	Remuneração direta		88.629	61.334	217.464	178.560
Receita de ativos financeiros	9.3	—	—	1.716.901	1.713.864	Benefícios		19.700	21.359	59.692	66.396
Outras receitas		59.181	61.154	66.866	63.647	Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS)		5.717	5.862	14.735	15.467
Alienação de participações societárias	12.1	172.833		172.833				114.046	88.555	291.891	260.423
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	—	—	(1.321)	(2.728)						
		232.014	61.154	7.352.462	6.524.676	Impostos, taxas e contribuições					
Insumos adquiridos de terceiros						Federais		296.225	(25.184)	1.740.371	1.248.501
Energia comprada e encargos de uso da rede		—	—	(1.463.837)	(1.108.757)	Estaduais		752	670	51.097	38.032
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)		—	—	5.841	—	Municipais		484	465	108.236	88.305
Contratos futuros de energia	27.3	—	—	—	(18.216)			297.461	(24.049)	1.899.704	1.374.838
Materiais e serviços de terceiros		43.958	39.771	(178.532)	(174.215)	Remuneração de capitais de terceiros					
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		—	—	—	156.093	Aluguéis		4.256	3.578	7.358	5.574
Outros resultados operacionais		(6.894)	(12.785)	(88.683)	(25.754)	Outras despesas financeiras		133.385	402.074	638.520	1.365.077
		37.064	26.986	(1.725.211)	(1.170.849)			137.641	405.652	645.878	1.370.651
Valor adicionado bruto						Remuneração de capitais próprios					
Depreciação e amortização	13.2 e 14.2	269.078	88.140	5.627.251	5.353.827	Juros sobre capital próprio (JSCP)		490.000	476.000	490.000	476.000
Valor adicionado líquido produzido		(17.006)	(16.118)	(753.403)	(673.488)	Dividendos intermediários		427.000	520.500	427.000	520.500
Equivalência patrimonial	12.2	252.072	72.022	4.873.848	4.680.339	Lucros retidos		941.732	543.980	941.732	543.980
Outras receitas financeiras		1.998.588	1.755.787	61.015	141.530	Participação dos não-controladores nos lucros retidos		—	—	859.837	775.863
Outras receitas financeiras		157.220	182.829	621.179	500.386			1.858.732	1.540.480	2.718.569	2.316.343
Valor adicionado recebido em transferência		2.155.808	1.938.616	682.194	641.916			2.407.880	2.010.638	5.556.042	5.322.255
Valor adicionado total a distribuir		2.407.880	2.010.638	5.556.042	5.322.255	Valor adicionado distribuído					
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras											

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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 China Three Gorges Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "CTG Brasil"), também referida isoladamente ou em conjunto com suas Controladas como Grupo, é uma sociedade por ações, com sede na cidade de São Paulo, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), categoria A.
O Grupo é controlado pela China Three Gorges Corporation (CTG), estatal chinesa estrategicamente posicionada no segmento de energia limpa, com presença mundial e foco na geração de energia limpa.
O Grupo tem por objeto social participar em outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista, notadamente sociedades cujo objeto seja promover, construir, instalar e explorar projetos de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos e participar em fundos de investimentos.
Desde o início de suas operações, o Grupo vem crescendo no mercado de energia por meio de aquisições de participações societárias relevantes em usinas de geração de energia renovável, com destaque para usinas hidrelétricas, eólicas e solares.
Seguindo a estratégia do processo de balanceamento e otimização de seu portfólio de ativos, o Grupo celebrou contrato de compra e venda de ações junto a EDP Energias do Brasil S.A. e a Engie Brasil Energia S.A., prevendo a alienação da totalidade das ações da Companhia Energética do Jari - CEJA e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. ("Contrato") conforme nota explicativa nº 12.
Além do valor da Receita Anual de Geração (RAG) pelo regime de cotas, previsto no contrato de concessão da controlada Rio Paraná Energia e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) que tratam de contratação de energia regulada com fundamento na Lei nº 12.783/2013 da controlada Rio Canoas, a partir de 2025, a controlada Rio Paraná Energia e a controlada indireta Rio Parapananema Energia passaram a comercializar energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), proveniente de novos contratos em decorrência do 31º e 32º Leilões de Energia Existente, cujos efeitos podem ser observados nas notas explicativas nº 6 e 26.
Em 31 de dezembro de 2025, o Grupo apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo Consolidado no montante de R\$ 2.289.339, em virtude, basicamente, da constituição de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar, em exercícios anteriores. Acerca dessa posição, vale destacar a redução do passivo de dividendos e a liquidação dos empréstimos com partes relacionadas beneficiada pela janela favorável de câmbio com a consequente redução da posição final do caixa. Em 31 de dezembro de 2024 o CCL negativo Consolidado apresentado no montante de R\$ 3.574.334, foi em virtude de transferência para o passivo circulante das parcelas de debêntures referente a 8ª emissão série 2ª, na Controlada indireta Rio Parapananema Energia, transferência para o passivo circulante da parcela referente a dívida de partes relacionadas com a CTG Lux na Controlada Rio Paraná e constituição de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar, em exercícios anteriores.
A Diretoria analisou toda informação disponível em seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes para honrar com suas obrigações, decorrente da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais e bom relacionamento no mercado além de boa posição no *rating* de crédito para captações.
1.2. Projetos Renováveis
Destinam-se à geração de energias renováveis por meio das fontes eólica e solar e, no total, a CTG Brasil adicionará 1 GW de capacidade instalada (12% de crescimento), com foco na comercialização para sua carteira de clientes do mercado livre.
A Diretoria tem o entendimento de que as aquisições dos projetos não fizeram parte do escopo de aplicação das normas contábeis IFRS 3/CPC 15 (Combinações de Negócios), visto que, na sua aquisição junto a terceiros, não geravam inputs e outputs necessários para serem caracterizados como "negócios", tendo sido considerados como aquisição de ativos intangíveis.
1.2.1. Arinos
O projeto Arinos, localizado em Minas Gerais, teve início da construção no 2º trimestre de 2023, com capacidade instalada de 336,7 MW, iniciou parcialmente as operações em 2024 e passou a operar por completo em 2025, conforme nota explicativa nº 1.4.1.
1.2.2. Serra da Palmeira
O projeto Serra da Palmeira, localizado no estado da Paraíba, com capacidade de 648 MW, teve início da construção no 4º trimestre de 2023, e iniciou suas operações de teste conforme nota explicativa nº 1.4.2, com previsão de início da operação comercial em 2026.

1.3. Contratos de Concessão/resoluções autorizativas

1.3.1. Usinas hidrelétricas (UHEs) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

A tabela a seguir demonstra os contratos de concessão/resoluções autorizativas das controladas:

Entidade	Contrato de concessão Aneel/ Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão/ autorização	Vencimento concessão/ autorização
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Parapananema	101,0	42,5	22/09/1999	19/04/2032
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Parapananema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Parapananema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Parapananema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Parapananema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Parapananema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Parapananema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Parapananema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucai	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Rio Parapananema Energia S.A.	Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucai	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049
Rio Canoas Energia S.A.	Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	84,9	14/12/2010	14/01/2051
Rio Verde Energia S.A.	Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	63,2	11/12/2002	11/04/2046
Rio Paraná Energia S.A.	Nº 01/2016	Jupiá	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	20/04/2047
Rio Paraná Energia S.A.	Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	21/04/2047

SP - São Paulo/PR - Paraná/SC - Santa Catarina/GO - Goiás/MS - Mato Grosso do Sul/MW - Megawatt

1.3.1.1. Extensões de Outorgas 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 Mecanismo de Realocação de Energia (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.



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI.
Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

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:

Entidade	Usina	Dias de		Impacto financeiro	Data fim de concessão/autorização	Nova data fim de concessão/autorização
		Tipo	extensão			
Rio Paranapanema Energia S.A.	Jurumirim	UHE	2	129	17/04/2032	19/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Chavantes	UHE	2	516	30/03/2032	01/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Salto Grande	UHE	2	157	11/05/2032	13/05/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Capivara	UHE	2	1.005	21/04/2032	23/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Taquarucu	UHE	2	597	19/04/2032	21/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Rosana	UHE	2	548	15/04/2032	17/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Canoas I	UHE	3	161	29/07/2037	01/08/2037
Rio Paranapanema Energia S.A.	Canoas II	UHE	3	135	26/07/2037	29/07/2037
Rio Paranapanema Energia S.A.	Retiro	PCH	3	24	21/11/2034	24/11/2034
Rio Paranapanema Energia S.A.	Palmeiras	PCH	6	24	05/02/2049	11/02/2049
Rio Canoas Energia S.A.	Garibaldi	UHE	3	75	11/01/2051	14/01/2051
Rio Verde Energia S.A.	Salto	UHE	5	182	06/04/2046	11/04/2046
Rio Paraná Energia S.A.	Jupia	UHE	3	777	17/04/2047	20/04/2047
Rio Paraná Energia S.A.	Ilha Solteira	UHE	3	1.511	18/04/2047	21/04/2047
				5.841		

1.3.1.1.1. Aquisição de títulos não pagos no MCP para extensão de concessões das UHEs Capivara e Chavantes - controlada indireta Rio Paranapanema Energia

Em 1º de agosto de 2025, a Controlada Indireta Rio Paranapanema Energia participou do Mecanismo Concorrencial para Negociação de Títulos de Valores não pagos no Mercado de Curto Prazo (MCP), promovido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme previsto na Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, e na Portaria Normativa MME nº 112, de 17 de julho de 2025.

No referido leilão, foram arrematados 46.800 (quarenta e seis mil e oitocentos) títulos, totalizando R\$ 952,8 milhões. Desse montante, 30.848 títulos, no valor de R\$ 657,7 milhões, foram alocados à UHE Capivara, e 15.952 títulos, no valor de R\$ 295,1 milhões, à UHE Chavantes. O pagamento dos referidos montantes ocorreu no dia 8 de setembro de 2025. Os títulos adquiridos foram utilizados para prorrogar o prazo das concessões das respectivas usinas.

Para subsidiar a participação no leilão a Rio Paranapanema Energia captou um título de dívida, na modalidade de nota comercial, conforme nota explicativa nº 17.

O respectivo impacto financeiro, reconhecido no ativo intangível em contrapartida ao caixa e prazo adicional estão apresentados no quadro a seguir:

Entidade	Usina	Tipo	Custos do mecanismo		Títulos arrematados	Impacto financeiro	Data fim de concessão	Nova data fim de concessão
			extensão	concorrencial				
Rio Paranapanema Energia S.A.	Chavantes	UHE	1.460		498	295.112	295.610	01/04/2032
Rio Paranapanema Energia S.A.	Capivara	UHE	1.460		964	657.708	658.672	23/04/2032
				1.462	952.820	954.282		

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, bem como a minuta dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão dessas usinas.

Os períodos de extensão aprovados decorrem da Resolução Homologatória nº 3.439, de 1º de abril de 2025, que homologou os prazos remanescentes de extensão das UHEs que receberam compensação relacionada ao acordo do GSF, conforme previsto no art. 3º da REN nº 1.035/2022. A homologação também abrange o prazo de concessão das usinas que negociaram títulos referentes aos passivos do MCP, por meio do Mecanismo Concorrencial estabelecido pela MP nº 1.300/2025, controlada indireta Rio Paranapanema.

Em cumprimento ao processo de formalização da extensão das outorgas, foram assinados no último trimestre de 2025, os seguintes aditivos contratuais contemplando os dias de extensão das usinas:

(i) o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 001/2016-MME, referente às Usinas Hidrelétricas Ilha Solteira e Jupia, cujo extrato foi publicado no Diário Oficial da União (DOU) em 12 de novembro de 2025 (Seção 3, página 107);

(ii) o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 176/1999-Aneel, abrangendo as UHEs Jurumirim, Salto Grande, Capivara, Chavantes, Taquarucu e Rosana, também publicado no DOU na mesma data e seção (página 107, volume 163, nº 216).

Esses aditivos formalizam as condições aprovadas pela Resolução Homologatória, garantindo a extensão das outorgas e os ajustes regulatórios necessários. Os demais Termos Aditivos, relativos às usinas hidrelétricas Canoas I, Canoas II, Salto e Garibaldi, permanecem pendentes de assinatura e deverão ser formalizados em breve junto a Aneel.

1.3.2. Usinas Fotovoltaicas (UFV)

A tabela a seguir demonstra as resoluções autorizativas das controladas:

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da autorização	Vencimento da autorização
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Nº 10.168/2021	Arinos 1	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Nº 10.169/2021	Arinos 2	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Nº 10.171/2021	Arinos 4	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Nº 10.175/2021	Arinos 8	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Nº 10.176/2021	Arinos 9	UFV	MG	48,1	14,8	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Nº 10.177/2021	Arinos 10	UFV	MG	48,1	14,7	22/06/2021	22/06/2056
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Nº 11.413/2022	Arinos 32	UFV	MG	48,1	15,0	01/04/2022	01/04/2057
					336,7	103,5		

MG - Minas Gerais.

1.3.3. Centrais Geradoras Eólicas (EOL)

A tabela a seguir demonstra as resoluções autorizativas das controladas:

Entidade	Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da autorização	Vencimento da autorização
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Nº 11.823/2022	Serra da Palmeira I	EOL	PB	36,0	13,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Nº 11.824/2022	Serra da Palmeira II	EOL	PB	30,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Nº 11.825/2022	Serra da Palmeira III	EOL	PB	24,0	6,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Nº 11.826/2022	Serra da Palmeira IV	EOL	PB	30,0	12,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Nº 11.827/2022	Serra da Palmeira V	EOL	PB	36,0	16,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Nº 11.828/2022	Serra da Palmeira VI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Nº 11.829/2022	Serra da Palmeira VII	EOL	PB	30,0	12,1	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Nº 11.830/2022	Serra da Palmeira VIII	EOL	PB	24,0	10,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Nº 11.831/2022	Serra da Palmeira IX	EOL	PB	24,0	11,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Nº 11.832/2022	Serra da Palmeira X	EOL	PB	30,0	10,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Nº 11.833/2022	Serra da Palmeira XI	EOL	PB	24,0	10,5	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Nº 11.834/2022	Serra da Palmeira XII	EOL	PB	24,0	9,0	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Nº 11.835/2022	Serra da Palmeira XIII	EOL	PB	42,0	17,3	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Nº 11.836/2022	Serra da Palmeira XIV	EOL	PB	24,0	9,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Nº 11.837/2022	Serra da Palmeira XV	EOL	PB	36,0	14,7	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Nº 11.838/2022	Serra da Palmeira XVI	EOL	PB	24,0	10,4	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Nº 11.839/2022	Serra da Palmeira XVII	EOL	PB	30,0	14,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Nº 11.840/2022	Serra da Palmeira XVIII	EOL	PB	18,0	7,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Nº 11.841/2022	Serra da Palmeira XIX	EOL	PB	30,0	13,6	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Nº 11.842/2022	Serra da Palmeira XX	EOL	PB	24,0	8,9	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Nº 11.843/2022	Serra da Palmeira XXI	EOL	PB	24,0	8,2	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Nº 11.844/2022	Serra da Palmeira XXII	EOL	PB	24,0	8,8	12/05/2022	12/05/2057
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Nº 11.845/2022	Serra da Palmeira XXIII	EOL	PB	36,0	12,7	12/05/2022	12/05/2057
					648,0	259,9		

PB - Paraíba.

No dia 26 de maio de 2025, foi publicada a portaria da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia (SNTPE/MME) nº 2.949, definindo os montantes de garantia física de energia das usinas eólicas conforme tabela acima.

1.4. Despachos de operação comercial e em teste - Arinos e Serra da Palmeira

1.4.1. Arinos

Entidade	Usina	Operação em teste			Operação comercial			UGs
		Despacho	Data do despacho	Data de início	Despacho	Data do despacho	Data de início	
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Arinos 1	3.516	19/11/2024	19/11/2024	1.151	16/04/2025	17/04/2025	1 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Arinos 2	3.496	18/11/2024	14/11/2024	1.152	16/04/2025	17/04/2025	1 a 101
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Arinos 4	3.204	23/10/2024	26/06/2024	3.825	19/12/2024	18/12/2024	1 a 161
					2.655	05/09/2024	04/09/2024	55 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Arinos 8	1.890	26/06/2024	26/06/2024	3.656	03/12/2024	31/11/2024	1 a 54
					2.663	05/09/2024	05/09/2024	1 a 107
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Arinos 9	1.891	26/06/2024	26/06/2024	2.794	17/09/2024	17/09/2024	108 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Arinos 10	2.512	30/08/2024	29/08/2024	3.172	21/10/2024	19/10/2024	108 a 161
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Arinos 32	3.690	04/12/2024	04/12/2024	1.150	16/04/2025	17/04/2025	1 a 161
UGs - Unidades Geradoras								

1.4.2. Serra da Palmeira

Entidade	Usina	Operação em teste			Despacho	Data do despacho	Data de início
		Despacho	Data do despacho	Data de início			
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Serra da Palmeira I	1.274	25/04/2025	26/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Serra da Palmeira II	1.398	08/05/2025	09/05/2025			
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Serra da Palmeira III	1.243	23/04/2025	24/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Serra da Palmeira IV	2.055	09/07/2025	10/07/2025			
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Serra da Palmeira V	1.245	23/04/2025	24/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Serra da Palmeira VI	2.439	14/08/2025	15/08/2025			
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Serra da Palmeira VII	2.386	07/08/2025	08/08/2025			
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Serra da Palmeira VIII	1.607	28/05/2025	29/05/2025			
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Serra da Palmeira IX	1.246	23/04/2025	24/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Serra da Palmeira X	1.242	23/04/2025	24/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Serra da Palmeira XI	1.269	25/04/2025	26/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Serra da Palmeira XII	1.270	25/04/2025	26/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Serra da Palmeira XIII	2.440	14/08/2025	15/08/2025			
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Serra da Palmeira XIV	1.244	23/04/2025	24/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Serra da Palmeira XV	1.396	08/05/2025	09/05/2025			
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Serra da Palmeira XVI	1.272	25/04/2025	26/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Serra da Palmeira XVII	1.271	25/04/2025	26/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Serra da Palmeira XVIII	1.275	25/04/2025	26/04/2025			
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Serra da Palmeira XIX	1.608	28/05/2025	29/05/2025			
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Serra da Palmeira XX	2.382	07/08/2025	08/08/2025			
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Serra da Palmeira XXI	2.444	14/08/2025	15/08/2025			
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Serra da Palmeira XXII	2.664	03/09/2025	04/09/2025			
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Serra da Palmeira XXIII	2.446	14/08/2025	15/08/2025			

Conforme o despacho apresentado nos quadros anteriores, as Controladas indiretas foram liberadas para operação em teste e comercial. A energia produzida durante esse período de teste é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), atrelado ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), por meio da CTG Brasil Negócios de Energia S.A. ("CTG NE") que representa as Controladas indiretas junto a CCEE.

1.5. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.5.1. Revisão da garantia física de 2017

Em 2017 houve revisão ordinária de garantia física, com a publicação da Portaria nº 178 que definiu os novos valores de garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Assim, a partir desta data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Controlada indireta Rio Paranapanema em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Controlada Rio Paranapanema Energia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação desta portaria e questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Entre os anos de 2018 e 2020, a Rio Paranapanema Energia obteve liminares para afastar a aplicabilidade da Portaria em relação às UHEs, no entanto as sentenças proferidas em 2019 foram desfavoráveis, das quais houve apelação.

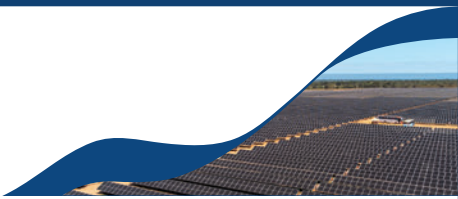
Em 16 de dezembro de 2020, foi proferida decisão judicial em sede de apelação que confirmou e estabeleceu o efeito da liminar da Controlada indireta Rio Paranapanema no sentido de não se aplicar os efeitos da Portaria nº 178/2017.

Em 16 de agosto de 2022, houve o julgamento da apelação interposta pela Controlada indireta Rio Paranapanema, referente a ação que tratava a legitimidade da revisão de garantia física ocorrida em 2017, a votação foi favorável à Rio Paranapanema Energia em 4 votos a 1, na 6ª Turma do Tribunal Regional Federal da Primeira Região (TRF1), que deu provimento ao recurso visto que o entendimento do colegiado é de que as UHEs já tiveram suas garantias físicas revistas em 2013 e 2015, e por isso não caberia nova revisão. Contra essa decisão cabe recurso direcionado aos Tribun



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

1.9. Eventos tributários
1.9.1. 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.

O Grupo realizou a análise dos efeitos do novo modelo tributário e concluiu os ajustes sistêmicos necessários. Em dezembro de 2025, o Grupo finalizou os ajustes em seus sistemas para viabilizar o destaque da CBS e do IBS a partir de 1º de janeiro de 2026. Adicionalmente, o Grupo já considera as regras da reforma tributária, inclusive as disposições transitórias, na negociação e formalização de novos contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), relativamente aos contratos firmados anteriormente à vigência do novo regime, aplicam-se os mecanismos de compensação previstos no artigo 21 da Emenda Constitucional nº 132/2023 e no artigo 373 da Lei Complementar nº 214/2025, não se esperando impacto negativo para o Grupo, uma vez que tais contratos se sujeitam ao regime de diferimento mencionado acima.

1.9.2. Pillar II

Em dezembro de 2024, a Medida Provisória nº 1.262/2024 foi convertida na Lei nº 15.079/2024, incorporando à legislação tributária brasileira as Regras GloBE (Global Anti-Base Erosion), no âmbito do Pilar II da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), cuja aplicação se iniciou em 2025. Em complemento, a Receita Federal do Brasil publicou a Instrução Normativa nº 2.228/2024, que regulamenta a aplicação do regime, inclusive por meio de regras simplificadoras.

O Grupo avaliou os efeitos da implementação das novas regras para o exercício de 2025 e aplicou as regras simplificadoras previstas na Instrução Normativa nº 2.228/2024 para avaliação da eventual exigência do adicional do Pilar II, concluindo que não haverá recolhimento nesse exercício, uma vez que a alíquota efetiva apurada, após os ajustes legais aplicáveis, permaneceu superior à alíquota mínima de 15% estabelecida pela legislação. O Grupo continuará acompanhando a evolução do tema e avaliando os impactos potenciais nos exercícios subsequentes.

1.9.3. Efeitos da Nova Tributação de Lucros e Dividendos

Em 26 de novembro de 2025, o Projeto de Lei nº 1.087/2025 foi sancionado, convertendo-se na Lei nº 15.270/2025, que instituiu a tributação, à alíquota de 10%, dos lucros e dividendos distribuídos a partir de 1º de janeiro de 2026, sendo a tributação aplicável tanto a beneficiários pessoa física quanto a investidores estrangeiros. Em decorrência dessa alteração legislativa, o Grupo avaliou os efeitos da nova regra à luz do planejamento financeiro e estratégico.

Nesse contexto, foram deliberados dividendos referentes a parcela dos lucros apurados até 2025, observados os limites legais aplicáveis, a disponibilidade de caixa e a estratégia de investimentos do Grupo. Nos termos da legislação aplicável, o pagamento desses dividendos poderá ser realizado até 2028 conforme provisionado na nota explicativa nº 20.2.

1.9.4. 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.

No regime do lucro presumido, a Lei Complementar nº 224/2025 determinou o acréscimo de 10% nos percentuais de presunção da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, aplicáveis à parcela da receita bruta anual que exceder R\$ 5 milhões, observada a proporcionalidade por período de apuração.

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.

O Grupo 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.

1.10. Companhias controladas

1.10.1. Rio Paraná Energia S.A.

O Grupo detém 66,67% da Controlada Rio Paraná Energia S.A. (Rio Paraná), uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), categoria B.

Concessionária de serviço público de geração de energia elétrica, na condição de prestadora de serviço de geração de energia elétrica em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013, tem como atividades principais em seu Estatuto Social a geração, distribuição, transmissão e a comercialização de energia elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), mediante contrato que regula a concessão de energia elétrica das Usinas Hidrelétricas Jupiaí e Ilha Solteira (UHE’s Jupiaí e Ilha Solteira), localizadas, respectivamente nos municípios de Três Lagoas e Selvíria, ambos no Estado de Mato Grosso do Sul.

1.10.2. Rio Verde Energia S.A.

O grupo detém 100,00% da Controlada Rio Verde Energia S.A. (Rio Verde) uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná.

Na condição de produtora independente de energia elétrica, 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.

1.10.3. Rio Canoas Energia S.A.

O grupo detém 100,00% da Controlada Rio Canoas S.A. (Rio Canoas), uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná.

Na condição de produtora independente de energia elétrica, 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 Garibaldi (“UHE Garibaldi”), localizado no Rio Canoas, no município de Cerro Negro, no estado de Santa Catarina.

1.10.4. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

O grupo detém 100,00% da Controlada CTG Brasil Negócios de Energia Ltda., (CTG NE) uma sociedade limitada, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Na condição de comercializadora de energia elétrica, tem por objeto social a comercialização de energia elétrica, prestação de serviços de consultoria técnica e consultiva, participar na CCEE, bem como em qualquer outra entidade, associação ou organismo associado à comercialização de energia elétrica, participar em outras Companhias como quotista ou acionista.

1.10.5. Rio Parapanema Participações S.A.

O Grupo detém 66,67% da Controlada Rio Parapanema Participações S.A. (Parapanema Participações) uma sociedade por ações de capital fechado, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Tem por objeto social atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de geração de energia elétrica, além de participar de licitações e/ou leilões de transferência de participação acionária de sociedades do setor de energia elétrica, obtendo as correspondentes concessões, permissões ou autorizações, podendo, para tanto, desenvolver qualquer das seguintes atividades: estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia, especialmente elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel, vinculada ao MME.

1.10.5.1. Rio Parapanema Energia S.A.

O Grupo controla indiretamente 96,19% da Controlada indireta Rio Parapanema Energia S.A. (Rio Parapanema Energia), uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), categoria A e listada na B3, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, tem a capacidade instalada em operação de 2.297,8 MW, composta pelos seguintes parques geradores em operação no Estado de São Paulo: Usina Hidrelétrica (UHE) Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu e UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e Canoas II, PCH Retiro e PCH Palmeiras, localizadas no Rio Sapucaí, nos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra, ambas no Estado de São Paulo.

1.10.6. Arinos Energias Renováveis S.A.

O Grupo detém 100,00% da Controlada Arinos Energias Renováveis S.A. (Arinos), uma sociedade por ações de capital fechado com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Na condição de atuar como holding, tem por objeto social a operação e exploração, de forma direta ou por meio das subsidiárias, de direitos decorrentes de contratos de concessão, permissão ou autorização, desenvolver o estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia elétrica resultantes da utilização de fontes eólicas e solar. Representação de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, por conta própria ou de terceiros e participação em outras sociedades como acionista.

1.10.7. Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.

O Grupo detém 100,00% da Controlada Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A. (Serra da Palmeira), uma sociedade por ações de capital fechado com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Na condição de Holding, atua com os objetivos de: i. operar e explorar, de forma direta ou por meio de suas subsidiárias, direitos decorrentes de contratos de concessão, permissão ou autorização; através de desenvolvimento de estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia elétrica resultantes da utilização de fontes eólicas e solar, além de estudo, planejamento e execução de planos e programas relacionados à pesquisa e ao desenvolvimento de novas fontes de energia; ii. representação de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, por conta própria ou de terceiros, e participa de outras sociedades como acionista.

1.11. Participações societárias

O Grupo possui participações nos empreendimentos descritos a seguir, controlados em conjunto a partir de acordos de acionistas, nos percentuais descritos na nota explicativa nº 12.

1.11.1. Participação acionária em empresa controlada em conjunto com a EDP - Energias do Brasil

1.11.1.1. Empresa de Energia São Manoel S.A.

Empresa de Energia São Manoel S.A. (São Manoel), uma sociedade anônima de capital fechado com sede no município do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro.

Tem como objeto social planejar, construir, operar, manter e explorar as instalações da Usina Hidrelétrica São Manoel (UHE São Manoel), no rio Teles Pires, e executar outras atividades correlatas ao seu objeto social.

A usina hidrelétrica possui 735,84 MW de capacidade instalada, com 430,4 MWm de energia assegurada, está localizada na divisa dos estados do Pará e Mato Grosso e tem seu contrato de concessão com vigência até 2049.

1.11.2. Participação acionária em empresas controladas em conjunto com a EDP Renováveis do Brasil (EDPR)

Participação acionária representativa do capital social das seguintes empresas controladas pela EDP Renováveis do Brasil (denominada Companhia EDPR): Ceneael, Elebrás, Baixa do Feijão I, Baixa do Feijão II, Baixa do Feijão III e Baixa do Feijão IV; JAU e Aventura I. A Companhia EDPR, por meio do acordo de acionistas entre as partes, manteve o controle das investidas, bem como dados da capacidade instalada (MW) e data de entrada em operação.

Essas empresas são centrais eólicas, de capital fechado, que têm como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, implantação, operação comercial, manutenção, e comercialização de energia eólica gerada pelo correspondente empreendimento.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1. Aprovação das demonstrações financeiras

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração do Grupo em 26 de fevereiro de 2026

2.2. Base de preparação e mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com as normas contábeis 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 CPCs, os quais foram aprovados pela CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC), incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil seguindo as disposições contidas no CPC 09 (R1). As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas obrigações com entidade de previdência privada, intangível recuperação de custos pela extensão do GSF e pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, bem como pela avaliação de ativos imobilizados ao seu custo atribuído (“*deemed cost*”), na data de transição para as práticas contábeis adotadas no Brasil alinhadas às IFRS em janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição.

O Grupo considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das suas demonstrações financeiras. Desta forma, as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Diretoria na sua gestão.

2.3. Moeda funcional e moeda de preparação

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

2.4. Continuidade operacional

A Diretoria avaliou a capacidade do Grupo 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:

- Revisão de garantia física (nota explicativa nº 1.5);
- Vida útil de ativos de longa duração e *impairment* (nota explicativa nº 13.5);
- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (nota explicativa nº 15.3);
- Provisões (nota explicativa nº 23);
- Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 29.2).

2.6. Base de consolidação

Nas demonstrações financeiras da Controladora os investimentos nas empresas controladas possuem seu valor contábil aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro líquido ou no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após sua aquisição. A distribuição do resultado também gera redução no valor contábil desses investimentos. Controladas são todas as entidades nas quais o Grupo tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais. Nas demonstrações financeiras consolidadas, as controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o controle termina.

Os principais procedimentos de consolidação incluem: (i) a eliminação dos investimentos da Controladora em suas Controladas; (ii) a eliminação dos saldos, transações, receitas e despesas entre a Controladora e suas Controladas, bem como entre as próprias controladas; e (iii) o reconhecimento da participação de acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações do resultado abrangente.

Também, as transações entre as entidades controladas e os ganhos não realizados em transações entre empresas são eliminados. Os prejuízos não realizados também são eliminados, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das controladas são alteradas quando necessário para assegurar a consistência com as políticas adotadas pelo Grupo.

A posição dos investimentos em 31 de dezembro de 2025 está descrita na nota explicativa nº 12.

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 16.1.2).

3.2. Participação nos lucros

O Programa de Participações no Resultado (PPR) é um programa de engajamento com os resultados do Grupo, 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.

O Grupo reconhece um passivo e uma despesa de PPR ao longo do exercício.

3.3. Impairment

O Grupo 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 critério 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.

Os detalhes das análises de *impairment* do Grupo estão evidenciados na nota explicativa nº 13.5.

3.3.2. Impairment de ativos financeiros

O Grupo 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 e das outras empresas do Grupo, 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 do Grupo.

- Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações contábeis (CPC 02 (R2)/IAS 21);
- Créditos de Carbono (IC02e), Permissões de emissão (*allowances*) e Crédito de Descarbonização (CBOI) (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 do Grupo.

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

- Instrumentos Financeiros (IFRS 9/CPC 48).

Os pronunciamentos novos que entraram em vigência a partir de 01 de janeiro de 2027 possuem expectativas de impactos nas demonstrações financeiras do Grupo.

- Apresentação e Divulgação das Demonstrações Financeiras (IFRS 18/CPC 51); cuja avaliação e tratativas estão em andamento.
- Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (IFRS19).

4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO

4.1. Riscos financeiros

As atividades do Grupo a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de *curtailment*, 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 do Grupo se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro do Grupo.

A gestão de risco é realizada pelo Grupo, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração que identifica, avalia e protege o Grupo contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

4.1.1.1. Risco hidrológico

O risco hidrológico decorre dos impactos da hidrologia na operação das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Tais impactos incluem a flutuação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que aumenta em casos 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.

Estes fatores podem ser mitigados através da estratégia de contratação de energia e *hedge* energético, a fim de obter uma maior proteção contra o risco hidrológico e, por consequência, a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro do Grupo.





CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

6.2. Composição
Os valores referentes às contas a receber de clientes do Grupo são respaldados por contratos nas seguintes modalidades:
• Ambiente de Contratação Livre (ACL) - Suprimento de energia elétrica negociado de forma bilateral;
• Ambiente de Contratação Regulada (ACR) - Ambiente de Contratação Regulada;
• Cotas de Garantia Física (CCGF) celebrado com as distribuidoras de energia;
• Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) fundamentos na Lei nº 12.783/2013 que criou o regime de cotas de garantia física para determinadas usinas com concessões vincendas à época;
• Contratos em decorrência do 31º e 32º Leilões de Energia Existente;
• Energia de curto prazo - Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)/Mercado de Curto Prazo (MCP) de acordo com a dinâmica do mercado, apurados, divulgados e liquidados pela CCEE.

	Consolidado					
	A vencer	Vencidos				
	Até 90 dias	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias	(-) PECLD	2025 2024
Contratos ACL	259.072	1.980	1.325	2.728	(4.049)	261.056 240.956
Contratos ACR	335.772	-	-	-	-	335.772 311.365
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	172.897	-	-	-	-	172.897 52.490
	767.741	1.980	1.325	2.728	(4.049)	769.725 604.811

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 o Grupo não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

A Diretoria do Grupo não registra PECLD, para eventos referentes ao MRE e MCP, pois entende que não há risco para essa liquidação.

As faturas emitidas pelo Grupo referente aos contratos bilaterais, leilão e cotas tem vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Para o exercício de 31 de dezembro de 2025, houve constituição de PECLD no valor de R\$ 1.321, na Controlada indireta Rio Paranapanema Energia referente e R\$ 1.073 na Controlada CTG NE referente ao não cumprimento de cláusula contratual relativa à venda de energia elétrica no ACL, e em 2024 pela mesma razão foi registrado R\$ 1.655 na Controlada indireta Rio Paranapanema Energia, totalizando R\$ 4.049.

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 do Grupo 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 do Grupo 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/portfólio, realiza a diversificação da carteira de clientes do Grupo com o objetivo de diminuir os riscos específicos setoriais e otimizar a liquidez da carteira. Além disso, a área de risco/portfólio controla o consumo e a atualização do limite de crédito concedido pela área de crédito através da Marcação a Mercado (MTM - *Market-to-Market*) e do indicador de risco *Value at Risk* (VaR).

Especificamente para a energia comercializada nos ambientes MRE e MCP, onde a Diretoria 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 E A RECOLHER

7.1. Política contábil

Os impostos correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Diretoria avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pelo Grupo 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

	Controladora		Consolidado			
	2025	2024	2025	2024		
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo						
Saldo negativo/Antecipações de IRPJ e CSLL	80.014	65.906	80.594	-	67.214	819
PIS e COFINS a recuperar	-	-	-	-	417	-
INSS a recuperar	-	-	81	1.590	551	1.590
ICMS a recuperar	-	-	3.601	-	4.192	-
ISS a recuperar	-	-	309	-	849	-
IRRF sobre JSCP a recuperar	-	-	314	-	276	-
Outros	4	17	111	-	82	-
	80.018	65.923	85.010	1.590	73.581	2.409
Passivo						
IRPJ e CSLL a recolher	-	-	242.914	-	438.804	-
PIS e COFINS a recolher	70.000	58.187	126.304	-	91.476	-
ICMS a recolher	-	-	16.301	-	15.248	-
Outros	138	227	4.831	-	12.295	-
	70.138	58.414	390.350	-	557.823	-

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/INSS - Instituto Nacional do Seguro Social/ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços/ISS - Imposto Sobre Serviços/IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte

8. REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO - RIO CANOAS

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico da UHE Garibaldi para a energia no ACR. As regras da repactuação estabeleceram opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR.

Com base no patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior pela Controlada Rio Canoas que foi compensado com o valor do prêmio de seguro estipulado pela Aneel. A quantidade repactuada foi de 42,2 MWh, ao preço unitário de R\$ 14,51, perfazendo um montante de R\$ 5.096. O prazo de concessão foi estendido para 11 de janeiro de 2051 e sua apropriação será pelo prazo de venda de energia no mercado regulado.

8.1. Composição

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Renegociação do risco hidrológico	259	4.837	5.096	259	5.096	5.355
	259	4.837	5.096	259	5.096	5.355

	2025			
	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário (R\$)	Saldo a reembolsar
Produto SP90	42,249	422.487	12,06	5.096

9. ATIVO FINANCEIRO VINCULADO À CONCESSÃO - RIO PARANÁ

9.1. Política contábil

O Poder Concedente realizou o leilão para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e Retorno de Bonificação de Outorga (RBO), os quais compõem a remuneração da Companhia, denominada de Receita Anual de Geração (RAG).

Do montante pago pelo direito de concessão, uma parcela possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda. Esse montante, que equivale a 65% do valor pago, os demais 35%, em função do risco de demanda, a Controlada classificou como ativo intangível. Ambas as classificações estão em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01/IFRIC 12.

A RBO está classificada como ativo financeiro e é atualizado pelo IPCA, conforme Resolução Normativa nº 686, de 23 de novembro de 2015.

Esse ativo financeiro não possui um mercado ativo, todavia apresenta fluxo de caixa fixo e determinável, e, portanto, foi classificado como "ativo financeiro", inicialmente estimado a valor presente e subsequentemente é mensurado pelo custo amortizado, calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Os contratos de venda de energia foram todos comercializados no ACR no Sistema de Cota de Garantia Física em 2016 e, a partir de 2017 na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no ACL.

12.2. Movimentação

	Participação acionária	Controladora			
		2024	Aporte de Capital	Dividendos	JSCP
Controladas					
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	624.638	-	(34.000)	(30.000)
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	241.199	-	(127.000)	(16.000)
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	36.665	-	(24.140)	(3.100)
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	8.409.760	-	(1.979.388)	(700.004)
Rio Paranapanema Participações S.A.	66,67%	1.205.079	-	(437.079)	-
Arinos Energias Renováveis S.A.	100,00%	1.272.347	43.274	-	-
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.	100,00%	2.258.594	1.380.848	-	-
Coligadas					
São Manoel Energia S.A.	33,33%	580.196	-	-	-
CEJA - Companhia Energética do Jari	0,00%	472.973	-	-	-
Cachoeira Caldeirão S.A.	0,00%	280.149	-	-	-
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.336	-	-	-
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.132	-	(70)	-
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	28.784	-	-	-
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	22.555	-	-	-
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.431	-	-	-
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	113.107	-	-	-
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	90.154	-	(29.672)	(7.089)
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	11.618	-	(3.957)	-
Mais valia		854.606	-	-	-
		16.594.323	1.424.122	(2.635.306)	(756.193)

9.2. Composição

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Principal	268.856	5.108.255	5.377.111	268.856	5.377.111	5.645.967
Juros e atualização monetária	1.081.437	6.539.477	7.620.914	1.023.762	5.982.044	7.005.806
	1.350.293	11.647.732	12.998.025	1.292.618	11.359.155	12.651.773

9.3. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024						
Juros e atualização monetária						12.651.773
Liquidação						1.716.901
Saldo em 31 de dezembro de 2025						(1.370.649)
						12.998.025

10. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO A RECEBER

10.1. Política contábil

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é feita pelo Grupo com base no Estatuto/Contrato Social de suas controladas e coligadas, e é reconhecido como um ativo em suas demonstrações financeiras. A partir de 2026, conforme notas explicativas nº 1.9.3 e 1.9.4 haverá alteração na retenção de impostos sobre os dividendos e JSCP.

10.2. Composição e movimentação

	Controladora			Consolidado		
	Saldo em 2024	Movimentação do exercício	Saldo em 2025	Saldo em 2024	Movimentação do exercício	Saldo em 2025
	Ativo circulante	A receber	Recebidos	Ativo circulante	Ativo não circulante	Total
(A) Dividendos						
Rio Paranapanema Participações S.A.	161.806	437.079	(302.796)	-	296.089	296.089
Rio Canoas Energia S.A.	16.571	34.000	(16.571)	34.000	-	34.000
Rio Verde Energia S.A.	90.000	127.000	(90.000)	127.000	-	127.000
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	10.716	24.140	(10.716)	24.140	-	24.140
Rio Paraná Energia S.A.	447.877	1.979.388	(914.546)	-	1.512.719	1.512.719
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	-	70	(70)	-	-	-
Elebrás Projetos S.A.	-	29.672	(29.672)	-	-	-
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	-	3.957	(3.957)	-	-	-
	726.970	2.635.306	(1.368.328)	185.140	1.808.808	1.993.948
(B) Juros sobre capital próprio (*)						
Rio Canoas Energia S.A.	17.000	25.500	(17.000)	25.500	-	25.500
Rio Verde Energia S.A.	14.450	13.600	(14.450)	13.600	-	13.600
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	-	2.635	-	2.635	-	2.635
Rio Paraná Energia S.A.	477.136	595.003	(477.136)	595.003	-	595.003
CEJA - Companhia Energética do Jari	21.138	-	(21.138)	-	-	-
Elebrás Projetos S.A.	4.509	6.026	(4.509)	6.026	-	6.026
	534.233	642.764	(534.233)	642.764	25.647	6.026
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a receber	1.261.203	3.278.070	(1.902.561)	827.904	1.808.808	2.636.712
						25.647 39.725 (59.346) 6.026

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

11.1. Política contábil

Algumas das empresas controladas do Grupo mantém discussões judiciais para as quais foram necessários depósitos judiciais para suspensão de exigibilidade, entre os principais são destacados:

11.2. Composição e movimentação

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as provisões de contingências com classificação de risco de perda provável (vide nota explicativa nº 23.5).

	Controladora				
	Trabalhistas	Fiscais	Ambientais	Regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024					
Variações monetárias	14				14
(-) Baixas	-				(15)
Saldo em 31 de dezembro de 2025					-

	Consolidado				
	Trabalhistas	Fiscais	Ambientais	Regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	269	655.277	5.916	46.145	707.607
Variações monetárias	18	55.208	488	2.993	58.707
Adições	55	-	-	-	55
(-) Baixas	(101)	-	-	-	(101)
Reclassificações	(71)	(322)	(4)	-	(397)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	170	710.163	6.400	49.138	765.871

11.3. Fiscais

11.3.1. Rio Paraná Energia:

O Principal depósito judicial refere-se ao Mandado de Segurança no qual se discute a opção pelo lucro presumido nos anos de 2015 e 2016. Para suspender a exigibilidade do crédito, foi necessário realizar o depósito judicial que sofre atualização pela taxa Selic. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 686.681.

Os demais depósitos judiciais com causas fiscais correspondem ao total de R\$ 30 em 31 de dezembro de 2025.

11.3.2. Rio Paranapanema Energia:

a. Débitos em disputa referente à IRRF, IRPJ e CSLL - Depósitos judiciais referentes ao Mandado de Segurança ajuizado com o objetivo de obter liminar para que seja reconhecida a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 12.552;

b. Ação Anulatória - O depósito judicial foi realizado visando suspender a exigibilidade do débito PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. O entendimento é de que esses débitos devem ser cancelados, uma vez que a aquisição de energia de Itaipu seria isenta de PIS/COFINS. O valor depositado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 5.811.

11.4. Ambientais

11.4.1. Rio Paranapanema Energia:

Variação monetária em depósitos judiciais efetuados pela Companhia nas ações anulatórias, decorrentes de autuações com pagamento de multa, movidas contra o antigo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), hoje Instituto Água e Terra (IAT), e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), e um depósito judicial efetuado em Ação de Indenização de Pescador, ambos para garantia do juízo. O valor total depositado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 6.400.

11.5. Regulatórios

11.5.1. Rio Paranapanema Energia:

Tusd-g - Depósitos judiciais em conexão com a obtenção de decisão judicial suspendendo a exigibilidade da multa imposta pela Aneel pelo suposto descumprimento das obrigações de assinar os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (Cusd) e de pagar o passivo acumulado entre julho de 2004 a junho de 2009. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 13 para uma descrição do andamento das discussões referentes à Tusd-g.

12. INVESTIMENTOS

12.1. Política contábil

Os investimentos que são controlados pelo Grupo consideram as regras previstas no CPC 15 (IFRS 3) - combinação de negócios e são reconhecidos pelo método de aquisição, que consiste no somatório dos valores justos dos ativos transferidos e dos passivos assumidos na data da transferência de controle da adquirida (data de aquisição). Os custos relacionados à aquisição são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Nas aquisições de participação em empreendimentos controlados em conjunto ou em coligadas, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, os ativos líquidos adquiridos também foram reconhecidos inicialmente pelo valor justo.

Os investimentos do Grupo que são controlados em conjunto com uma ou mais partes e os investimentos em coligadas são avaliados pelo método de equivalência patrimonial, levando em conta as premissas definidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 18 - Investimento em Coligada, em Controlada e Empreendimento Controlado em Conjunto.



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

Participação acionária	Consolidado				Alienação de participações	
	2024	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial (*)	societárias	2025
Coligadas						
São Manoel Energia S.A.	33,33%	580.196	—	—	297	— 580.493
CEJA - Companhia Energética do Jari	0,00%	472.973	—	—	20.795	(493.768) —
Cachoeira Caldeirão S.A.	0,00%	280.149	—	—	3.506	(283.655) —
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.336	—	—	484	— 25.820
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.132	(70)	—	1.261	— 27.323
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	28.784	—	—	(1.059)	— 27.725
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	22.555	—	—	468	— 23.023
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.431	—	—	(2.513)	— 37.918
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	113.107	—	—	(3.572)	— 109.535
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	90.154	(29.672)	(7.089)	36.631	— 90.024
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	11.618	(3.957)	—	4.717	— 12.378
		<u>1.691.435</u>	<u>(33.699)</u>	<u>(7.089)</u>	<u>61.015</u>	<u>(777.423)</u> <u>934.239</u>

(*) A equivalência patrimonial das coligadas Cachoeira Caldeirão e Jari foi reconhecida até o momento da reclassificação para disponível para venda.

Em 21 de março de 2025, foi celebrado contrato de compra e venda de ações entre a Companhia, a EDP Energias do Brasil S.A. e a Engie Brasil Energia S.A., prevendo a alienação da totalidade das ações da Companhia Energética do Jari - CEJA e da Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. ("Contrato").

O contrato previu um mecanismo de ajuste de contas "closing accounts" na data do fechamento da operação. Com isso, a expectativa de valor total de venda (*enterprise value*), contemplando o endividamento dos Ativos, foi de R\$ 2.956.656, divididos em R\$ 2.285.111 de *equity value* e R\$ 671.545 de dívida líquida. A CTG Brasil teria direito a R\$ 1.142.556 (50%) do valor da negociação conforme a sua participação acionária.

Foi publicado em 19 de maio de 2025 o despacho Aneel nº 1.463, anuindo previamente a transferência do controle acionário da Jari e da Cachoeira Caldeirão para a Engie.

Em 13 de agosto de 2025, foi concluída, a operação de venda, com a confirmação do cumprimento das condições precedentes previstas no contrato. O valor total da venda foi R\$ 2.286.053, e a CTG Brasil teve direito a 50%, descontando o valor da baixa do investimento e obrigação contratual, a Companhia obteve um ganho de R\$ 172.833 conforme quadro a seguir:

	Controladora	Consolidado
Preço de venda final (50%)	1.143.027	1.143.027
Custo dos ativos vendidos	—	—
Investimentos (*)	(910.194)	(777.423)
CEJA - Companhia Energética do Jari	(493.768)	(493.768)
Cachoeira Caldeirão S.A.	(283.655)	(283.655)
Mais valia	(132.771)	—
Intangível (**)	—	(132.771)
Mais valia	—	(132.771)
Obrigações contratuais	(60.000)	(60.000)
	<u>172.833</u>	<u>172.833</u>

(*) Baixa de investimentos conforme nota explicativa nº 12.2 para controladora e consolidado.

(**) Baixa de intangível conforme nota explicativa nº 14.2 para o consolidado.

No contexto da alienação, a Companhia reconheceu, no passivo não circulante, na rubrica 'Outros', uma obrigação no montante de R\$ 60 milhões decorrente da revisão das estimativas relacionadas a contingências associadas aos empreendimentos alienados, cuja mensuração considerou os limites de responsabilidade previstos contratualmente, refletindo a melhor estimativa de desembolso. A Administração permanece acompanhando a evolução dessas obrigações.

Controladas

Rio Canoas Energia S.A.
Rio Verde Energia S.A.
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.
Rio Parana Energia S.A.
Rio Paranapanema Participações S.A.
Ariños Energias Renováveis S.A.
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.

Coligadas

São Manoel Energia S.A.
CEJA - Companhia Energética do Jari
Cachoeira Caldeirão S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.
Central Eólica Aventura I S.A.
Central Eólica Jau S.A.
Elebrás Projetos S.A.
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.
Mais-valia

Participação acionária	Controladora							
	2023	Aporte de Capital	Dividendos	JSCP	Plano de pensão	Dividendos e JSCP prescritos	Equivalência patrimonial	2024
100,00%	642.801	—	(36.571)	(20.000)	—	—	38.408	624.638
100,00%	353.779	—	(216.881)	(17.000)	—	—	121.301	241.199
100,00%	56.135	—	—	—	—	—	(19.470)	36.665
66,67%	8.161.946	—	(447.877)	(561.336)	—	—	1.257.027	8.409.760
66,67%	1.410.963	—	(469.953)	—	2.153	23	261.893	1.205.079
100,00%	369.487	891.383	—	—	—	—	11.477	1.272.347
100,00%	693.501	1.560.223	—	—	—	—	4.870	2.258.594
33,33%	579.507	—	—	—	—	—	689	580.196
50,00%	444.615	—	(38.736)	(24.868)	—	—	91.962	472.973
50,00%	263.052	—	—	—	—	—	17.097	280.149
49,00%	26.248	—	(75)	—	—	—	(837)	25.336
49,00%	27.460	—	—	—	—	—	(1.328)	26.132
49,00%	31.266	—	—	—	—	—	(2.482)	28.784
49,00%	24.553	—	—	—	—	—	(1.998)	22.555
49,00%	41.382	—	—	—	—	—	(951)	40.431
49,00%	114.128	—	(216)	—	—	—	(805)	113.107
49,00%	87.488	—	(28.230)	(5.305)	—	—	36.201	90.154
49,00%	10.110	—	(2.474)	—	—	—	3.982	11.618
	915.855	—	—	—	—	—	(61.249)	854.606
	<u>14.254.276</u>	<u>2.451.606</u>	<u>(1.241.013)</u>	<u>(628.509)</u>	<u>2.153</u>	<u>23</u>	<u>1.755.787</u>	<u>16.594.323</u>

Coligadas

São Manoel Energia S.A.
CEJA - Companhia Energética do Jari
Cachoeira Caldeirão S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.
Central Eólica Aventura I S.A.
Central Eólica Jau S.A.
Elebrás Projetos S.A.
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.

Participação acionária	2023	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial	2024
33,33%	579.507	—	—	689	580.196
50,00%	444.615	(38.736)	(24.868)	91.962	472.973
50,00%	263.052	—	—	17.097	280.149
49,00%	26.248	(75)	—	(837)	25.336
49,00%	27.460	—	—	(1.328)	26.132
49,00%	31.266	—	—	(2.482)	28.784
49,00%	24.553	—	—	(1.998)	22.555
49,00%	41.382	—	—	(951)	40.431
49,00%	114.128	(216)	—	(805)	113.107
49,00%	87.488	(28.230)	(5.305)	36.201	90.154
49,00%	10.110	(2.474)	—	3.982	11.618
	<u>1.649.809</u>	<u>(69.731)</u>	<u>(30.173)</u>	<u>141.530</u>	<u>1.691.435</u>

Ao longo do exercício o Grupo realizou aportes de capital nas empresas em fase de construção relativas aos projetos renováveis, descritas na nota explicativa nº1.2.

12.3. Informações financeiras das Controladas e Coligadas

	% de participação da Companhia		Ativos totais		Passivos (Circulante e Não Circulante)		Patrimônio líquido		Receitas		Resultado líquido do exercício	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Controladas												
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	100,00%	871.972	888.451	274.315	263.812	597.657	624.639	151.216	145.866	37.019	38.408
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	100,00%	499.411	505.781	279.657	264.582	219.754	241.199	245.155	236.438	121.555	121.301
CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.	100,00%	100,00%	236.556	73.988	118.173	37.323	118.383	36.665	540.556	156.393	108.958	(19.470)
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	66,67%	19.982.424	21.377.594	9.044.820	8.763.016	10.937.604	12.614.578	4.199.095	3.876.219	2.342.093	1.885.531
Rio Paranapanema Participações S.A.	66,67%	66,67%	1.820.723	2.059.050	460.079	251.522	1.360.644	1.807.528	—	—	208.792	392.820
Ariños Energias Renováveis S.A.	100,00%	100,00%	1.349.837	1.272.857	4	512	1.349.833	1.272.345	—	—	34.212	11.477
Serra da Palmeira Energias Renováveis S.A.	100,00%	100,00%	3.642.790	2.260.517	4	1.924	3.642.786	2.258.593	—	—	3.344	4.870
Coligadas												
São Manoel Energia S.A.	33,33%	33,33%	3.766.730	3.747.482	2.016.179	2.006.879	1.750.551	1.740.603	708.353	470.278	9.948	2.063
CEJA - Companhia Energética do Jari	0,00%	50,00%	—	1.621.361	—	675.417	—	945.944	—	353.241	20.795	183.924
Cachoeira Caldeirão S.A.	0,00%	50,00%	—	1.347.091	—	786.794	—	560.297	—	181.845	3.506	4.615
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	49,00%	138.194	132.521	86.133	80.632	52.061	51.889	15.612	13.296	172	(451)
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	49,00%	138.069	131.465	85.127	76.543	52.942	54.922	12.173	13.341	(1.979)	599
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	49,00%	145.072	142.213	92.069	81.936	53.003	60.277	10.168	13.886	(7.273)	(1.999)
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	49,00%	128.962	124.209	84.935	76.332	44.027	47.877	10.814	12.160	(3.850)	(960)
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	49,00%	134.398	135.196	58.361	53.552	76.037	81.643	13.786	11.925	(5.606)	(2.551)
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	49,00%	420.668	416.183	202.377	185.826	218.291	230.357	39.587	37.734	(12.067)	(1.720)
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	49,00%	269.723	252.151	94.317	84.906	175.406	167.245	150.083	136.671	85.690	71.381
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	49,00%	36.944	31.660	13.883	16.624	23.061	15.036	14.505	13.003	10.525	8.076

13. IMOBILIZADO

13.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo imobilizado do Grupo são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Com exceção dos terrenos, 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 terrenos foram mantidos a custo histórico devido ao Grupo entender que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão/autorização por parte da Controlada Rio Paranapanema Energia.

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.

Os terrenos não são depreciados na Controlada Rio Paranapanema Energia. 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 Diretoria do Grupo, com o suporte de seus assessores legais, entende que, até o momento, não houve alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão/autorização por parte da controlada Rio Paranapanema Energia. A empresa mantém o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, incluindo os terrenos, com base nos fatos e nas circunstâncias disponíveis até o momento. Caso uma nova legislação venha a alterar as condições atuais, o Grupo avaliará os efeitos correspondentes em suas demonstrações financeiras.

Para as Controladas Rio Canoas, Rio Verde e Rio Paraná o Grupo 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 necessário, 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".

13.2. Composição e movimentação

	Controladora					
	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	0,1%	11,6%	19,9%	5,0%	12,6%	
(A) Imobilizado em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	174	384	—	—	—	558
Adições	524	271	—	—	—	795
Transferências	(680)	(381)	—	—	—	(1.061)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	18	274	—	—	—	292
(B) Imobilizado em serviço						
Custo	6.590	6.994	301	851	28.684	43.420
Depreciação acumulada	(6.413)	(4.145)	(231)	(690)	(22.427)	(33.906)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	177	2.849	70	161	6.257	9.514
Adições	—	—	—	—	22.503	22.503
Baixas	—	(7)	—	(1)	—	(8)
Transferências	—	512	—	504	—	1.016
Depreciação	(7)	(867)	(60)	(67)	(6.432)	(7.433)
Custo	6.590	7.462	301	1.349	51.186	66.888
Depreciação acumulada	(6.420)	(4.975)	(291)	(752)	(28.858)	(41.296)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	170	2.487	10	597	22.328	25.592
(A+B) Imobilizado líquido	188	2.761	10	597	22.328	25.884

	Consolidado									
	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Descomissionamento de ativos	Veículos	Móveis e utensílios	Sistema de transmissão e conexão	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	1,0%	3,5%	2,4%	3,6%	3,2%	7,2%	5,2%	2,7%	11,8%	
(A) Imobilizado em curso										
Saldo em 31 de dezembro de 2024	32.347		368.421	2.849.029	—	—	609	—	—	3.250.406
Adições	—	1.068	95.063	1.609.089	—	310	735	—	1.521	1.707.786
Adiantamentos/Compensações	—	—	—	(301.428)	—	—	—	—	—	(301.428)
Baixas	(180)	—	—	—	—	—	—	—	—	(180)
Transferências	—	—	(837)	(772.221)	—	—	(381)	—	(1.521)	(774.960)
Contingências	(823)	—	—	—	—	—	—	—	—	(823)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	31.344	1.068	462.647	3.384.469	—	310	963	—	—	3.880.801
(B) Imobilizado em serviço										
Custo	365.637	4.379.148	794.022	2.016.214	—	23.474	5.699	11.451	43.224	7.638.869
Depreciação acumulada	(51.265)	(2.674.061)	(431.621)	(796.948)	—	(19.303)	(2.865)	(3.767)	(33.734)	(4.013.564)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	314.372	1.705.087	362.401	1.219.266	—	4.171	2.834	7.684	9.490	3.625.305
Adições	—	—	—	—	52.712	—	—	—	37.839	90.551
Baixas	—	—	—	(1.593)	—	—	(12)	—	—	(1.605)
Transferências	—	—	20.050	748.226	—	1.396	762	—	—	770.434
Depreciação	(3.663)	(154.273)	(19.837)	(100.410)	(1.685)	(1.774)	(329)	(312)	(9.587)	(291.870)
Custo	365.637	4.379.148	814.072	2.761.655	52.712	24.799	6.342	11.451	81.063	8.496.879
Depreciação acumulada	(54.928)	(2.828.334)	(451.458)	(896.166)	(1.685)	(21.006)	(3.087)	(4.079)	(43.321)	(4.304.064)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	310.709	1.550.814	362.614	1.865.489	51.027	3.793	3.255	7.372	37.742	4.192.815
(A+B) Imobilizado líquido	342.053	1.551.882	825.261	5.249.958	51.027	4.103	4.218	7.372	37.742	8.073.616



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

	Controladora					
	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	0,1%	10,9%	105,3%	8,5%	16,3%	—
(A) Imobilizado em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2023	380	1.697	—	—	—	2.077
Adições	—	471	—	—	—	471
Transferências	(206)	(1.784)	—	—	—	(1.990)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	174	384	—	—	—	558
(B) Imobilizado em serviço						
Custo	6.409	5.201	2.148	825	28.514	43.097
Depreciação acumulada	(6.409)	(3.387)	(1.481)	(618)	(17.765)	(29.660)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	1.814	667	207	10.749	13.437
Adições	—	—	—	—	170	170
Baixas	—	(2)	(280)	—	—	(282)
Transferências	181	1.798	—	26	2.005	2.005
Depreciação	(4)	(761)	(317)	(72)	(4.662)	(5.816)
Custo	6.590	6.994	301	851	28.684	43.420
Depreciação acumulada	(6.413)	(4.145)	(231)	(690)	(22.427)	(33.906)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	177	2.849	70	161	6.257	9.514
(A+B) Imobilizado líquido	351	3.233	70	161	6.257	10.072

	Consolidado							
	Terrenos	Reser- vatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipa- mentos	Veículos	Móveis e utensílios	Perda estimada pela não recupera- bilidade de ativo (CPC 01)	Outros
Taxa média anual de depreciação	1,0%	3,6%	2,4%	3,0%	9,2%	5,7%	0,0%	15,8%
(A) Imobilizado em curso								
Saldo em 31 de dezembro de 2023	29.586	4.262	1.687	1.112.900	—	678	—	1.149.113
Estornos/Adições	2.110	(341)	367.386	2.213.850	—	511	—	2.584.528
Transferências	—	(3.921)	(652)	(477.721)	—	(580)	—	(1.012)
Contingências	651	—	—	—	—	—	—	651
Saldo em 31 de dezembro de 2024	32.347	—	368.421	2.849.029	—	609	—	3.250.406
(B) Imobilizado em serviço								
Custo	365.637	4.375.225	779.468	1.570.530	23.550	5.353	(156.093)	42.901
Depreciação acumulada	(47.602)	(2.516.426)	(412.803)	(736.957)	(16.471)	(2.570)	—	(26.884)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	318.035	1.858.799	366.665	833.573	7.079	2.783	(156.093)	16.017
Adições	—	—	—	—	—	—	—	324
Baixas	—	—	—	(150)	(754)	(30)	156.093	155.159
Transferências	—	3.921	14.555	446.547	—	403	—	465.426
Depreciação	(3.663)	(157.633)	(18.819)	(60.704)	(2.154)	(322)	—	(6.851)
Custo	365.637	4.379.148	794.022	2.016.214	23.474	5.699	—	43.224
Depreciação acumulada	(51.265)	(2.674.061)	(431.621)	(796.948)	(19.303)	(2.865)	—	(33.734)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	314.372	1.705.087	362.401	1.219.266	4.171	2.834	—	9.490
(A+B) Imobilizado líquido	346.719	1.705.087	730.822	4.068.295	4.171	3.443	—	9.490

13.3. Expansão 15%
O Grupo informa que a Ação de Obrigação de Fazer, movida pelo Estado de São Paulo, no exercício de 2011, referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada, tramita em segredo de justiça. Houve realização da perícia técnica e o laudo pericial foi expedido com conclusão desfavorável para a Companhia. No dia 10 de dezembro de 2025 foi apresentada impugnação ao laudo pericial e aguardam-se novos andamentos.

13.4. Custo atribuído no ativo imobilizado
O Grupo aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 - Ativo imobilizado nas Controladas Rio Parapanema Energia S.A. e Rio Verde Energia S.A. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 foi de R\$ 58.179 e R\$ 61.154, respectivamente.

13.5. Análise de impairment
Em 31 de dezembro de 2025, o Grupo efetuou a análise de recuperabilidade do ativo (*impairment*) utilizando como metodologia o valor em uso.

Essa metodologia envolve a utilização de premissas, julgamentos e estimativas sobre os fluxos de caixa futuros e representa a melhor estimativa, tendo sido as referidas projeções aprovadas pela Diretoria em 2025, ou seja, a geração de caixa futuro projetada até o final da Concessão/autorização.

As principais premissas utilizadas na determinação do valor em uso são: receitas projetadas até o fim da Concessão/autorização da operação, em conformidade com as expectativas de preço para comercialização; e projeções do GSF e de inflação baseadas em premissas macroeconômicas de mercado. Para os custos de *Capex*, a projeção se baseou na programação regular de manutenção das usinas e, para as despesas, na dinâmica do negócio e busca por sinergia, diante das premissas disponíveis para essa avaliação. Taxa de desconto (*weighted average cost of capital - wacc*) pré-tax de 9,77% (9,20% em 31 de dezembro de 2024).

Para a revisão realizada em 2025, não houve valores a serem constituídos.

Em 2024 foi revertido o saldo de valor não recuperável de R\$ 156.093 na Controlada indireta Rio Parapanema Energia representado no grupo de outros resultados operacionais da demonstração de resultado do exercício, na rubrica Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos conforme quadro a seguir:

Itens revertidos	Valor
Reservatório, barragens e adutora	93.693
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.146
Máquinas e equipamentos	46.239
Móveis e utensílios	15
	156.093

14. INTANGÍVEL

14.1. Política contábil
Os itens que compõem o ativo intangível do Grupo 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/autorização, dos dois o menor.

14.2. Composição e movimentação

	Controladora		
	Software 19,1%	Desenvolvimento de projetos 0,0%	Total
Taxa média anual de amortização			
(A) Intangível em curso			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	47	241.613	241.660
Adições	550	16.999	17.549
Transferências	(82)	—	(82)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	515	258.612	259.127
(B) Intangível em serviço			
Custo	50.124	—	50.124
Amortização acumulada	(29.222)	—	(29.222)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	20.902	—	20.902
Transferências	127	—	127
Amortização	(9.573)	—	(9.573)
Custo	50.251	—	50.251
Amortização acumulada	(38.795)	—	(38.795)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	11.456	—	11.456
(A+B) Intangível líquido	11.971	258.612	270.583

	Consolidado											
	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Ágio	Mais Valia de Direito de Concessão (*)	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Servidão de passagem	Direito de autorização (seband)	Extensão de Concessões (Acordo GSF e Leilão MCP)	Desenvolvimento de projetos
Taxa média anual de amortização	2,4%	3,4%	0,0%	5,6%	2,9%	1,5%	14,0%	4,7%	0,0%	6,7%	5,3%	3,2%
(A) Intangível em curso												
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—	—	—	—	2.387	3.509	22	—	—	319.260
Estornos/Adições	—	—	—	—	—	—	261	(2.817)	—	—	—	16.999
Transferências	—	—	—	—	—	—	(1.601)	—	—	—	—	(76.538)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	—	—	—	—	—	1.047	692	22	—	—	259.721
(B) Intangível em serviço												
Custo	6.505.933	2.939.904	—	1.425.898	24.376	131.551	135.628	4.235	190	17.195	1.080.256	—
Amortização acumulada	(3.040.897)	(707.488)	—	(571.292)	(6.845)	(105.009)	(94.413)	(4.235)	—	(10.360)	(324.457)	—
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.465.036	2.232.416	—	854.606	17.531	26.542	41.215	—	190	6.835	755.799	—
Adições	—	—	—	—	—	—	—	74.750	—	—	960.123	—
Baixas	(55)	—	—	(132.771)	—	—	—	—	—	—	—	1.034.873
Transferências	4.481	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(132.826)
Amortização	(157.231)	(99.657)	—	(68.117)	(698)	(1.918)	1.646	—	—	(860)	—	76.538
Custo	6.510.250	2.939.905	—	1.220.836	24.376	131.553	137.271	78.983	190	17.195	2.040.380	—
Amortização acumulada	(3.198.019)	(807.146)	—	(567.118)	(7.543)	(106.929)	(113.597)	(7.960)	—	(11.220)	(432.168)	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.312.231	2.132.759	—	653.718	16.833	24.624	23.674	71.023	190	5.975	1.608.212	—
(A+B) Intangível líquido	3.312.231	2.132.759	—	653.718	16.833	24.624	24.721	71.715	212	5.975	1.608.212	333.831

(*) Baixa de intangível conforme nota explicativa nº 12.2 para o consolidado.

	Controladora		
	Software 20,6%	Desenvolvimento de projetos 0,0%	Total
Taxa média anual de amortização			
(A) Intangível em curso			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.355	292.999	295.354
Estornos	—	(51.386)	(51.386)
Transferências	(2.308)	—	(2.308)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	47	241.613	241.660
(B) Intangível em serviço			
Custo	47.832	—	47.832

	Controladora		
	Software (18.921)	Desenvolvimento de projetos 28.911	Total (18.921)
Amortização acumulada	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2023	28.911	—	28.911
Transferências	2.293	—	2.293
Amortização	(10.302)	—	(10.302)
Custo	50.124	—	50.124
Amortização acumulada	(29.222)	—	(29.222)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	20.902	—	20.902
(A+B) Intangível líquido	20.949	241.613	262.562

	Consolidado											
	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Mais Valia de Direito de Concessão	Repactuação - Extensão da Concessão	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Servidão de passagem	Direito de autorização (seband)	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Desenvolvimento de projetos	Total
Taxa média anual de amortização	2,4%	3,4%	4,3%	2,9%	1,5%	14,3%	0,0%	0,0%	5,0%	7,6%	0,0%	
(A) Intangível em curso												
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	—	—	—	—	5.807	2.621	22	—	—	294.108	302.558
Estornos/Adições	—	—	—	—	—	583	888	—	—	—	25.152	26.623
Transferências	—	—	—	—	—	(4.003)	—	—	—	—	—	(4.003)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—	—	—	2.387	3.509	22	—	—	319.260	325.178
(B) Intangível em serviço												
Custo	6.487.682	2.939.905	1.425.898	24.376	131.552	131.566	4.235	190	17.195	1.080.256	—	12.242.855
Amortização acumulada	(2.883.697)	(607.831)	(510.043)	(6.147)	(103.008)	(74.976)	(4.235)	—	(9.500)	(242.604)	—	(4.442.041)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.603.985	2.332.074	915.855	18.229	28.544	56.590	—	190	7.695	837.652	—	7.800.814
Baixas	(77)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(77)
Transferências	18.402	—	—	—	—	4.061	—	—	—	—	—	22.463
Amortização	(157.274)	(99.658)	(61.249)	(698)	(2.002)	(19.436)	—	—	(860)	(81.853)	—	(423.030)
Custo	6.505.933	2.939.904	1.425.898	24.376	131.551	135.628	4.235	190	17.195	1.080.256	—	12.265.166
Amortização acumulada	(3.040.897)	(707.488)	(571.292)	(6.845)	(105.009)	(94.413)	(4.235)	—	(10.360)	(324.457)	—	(4.864.996)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.465.036	2.232.416	854.606	17.531	26.542	41.215	—	190	6.835	755.799	—	7.400.170
(A+B) Intangível líquido	3.465.036	2.232.416	854.606	17.531	26.542	43.602	3.509	212	6.835	755.799	319.260	7.725.348

14.3. Itens que compõem o intangível

14.3.1. Dos bens vinculados à concessão

Na Controlada Rio Paraná, os bens e as instalações utilizados na geração (imobilizado e intangível) não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador (Aneel). Todavia, a Resolução Normativa nº 691/2015, disciplina a desvinculação por iniciativa do agente setorial, de bens vinculados aos serviços de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

14.3.2. Infraestrutura de concessão

O Poder Concedente realizou o leilão para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e Retorno de Bonificação de Outorga (RBO), os quais compõem a remuneração da Companhia, denominada de Receita Anual de Geração (RAG). O reconhecimento contábil dessa outorga, de acordo com o ICPC 01, se deu no modelo bifurcado, com o reconhecimento de um ativo intangível de R\$ 4.796 bilhões, referente ao direito de cobrar os usuários de serviços públicos, e de um ativo financeiro de R\$ 9.007 bilhões, conforme nota explicativa nº 8, que não possui um mercado ativo, todavia apresenta fluxo de caixa fixo e determinável, e, portanto, foi classificado como "ativo financeiro", inicialmente estimado a valor presente e, subsequentemente, ao custo amortizado, calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

14.3.3. Grandes reparos

Com base em estimativas de engenheiros e administração foi provisionado o valor total que se espera despende nos reparos necessários para a operação das unidades geradoras dentro das condições previstas no edital do leilão. A estimativa de gastos somente é confirmada na abertura das máquinas, sendo assim, a real dimensão da necessidade de reparo somente será apurada na abertura de cada item, o valor da provisão pode ser alterado de acordo com a necessidade. Espera-se que o projeto seja concluído até 2038, período em que haverá dispêndio de caixa necessário a viabilização do projeto.

14.3.4. 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 pelo Grupo, são reconhecidos como ativos intangíveis.

14.3.5. Licença ambiental

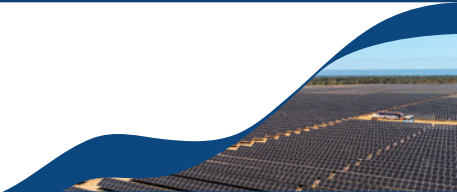
As licenças ambientais referem-se às obrigações legais e regulatórias relacionadas à obtenção, renovação e manutenção das licenças ambientais necessárias para a operação das atividades do Grupo, conforme exigências dos órgãos ambientais competentes. Os valores são reconhecidos como provisão pela melhor 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.

14.3.6. Servidão de passagem



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

15. FORNECEDORES

15.1. Política contábil

Fornecedores 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, para vencimento em períodos superiores a isto, fornecedores 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.

15.2. Composição

Materiais e serviços contratados

			Controladora			
			2025	2024		
			Circulante	Circulante		
Materiais e serviços contratados			8.148	6.948		
			<u>8.148</u>	<u>6.948</u>		
Consolidado						
2025			2024			
Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	
Suprimento de energia elétrica	533.953	—	533.953	441.976	—	441.976
Materiais e serviços contratados	147.546	20.640	168.186	259.851	20.640	280.491
Encargos de uso da rede elétrica	81.645	72.477	154.122	75.807	56.728	132.535
Tust	81.366	—	81.366	75.529	—	75.529
Tusd-g	279	72.477	72.756	278	56.728	57.006
	<u>763.144</u>	<u>93.117</u>	<u>856.261</u>	<u>777.634</u>	<u>77.368</u>	<u>855.002</u>

Tust - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Tusd-g - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geração. Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 457.076 (R\$ 409.518 em dezembro de 2024) referente a liminar de garantia física, obtidas pela Controlada indireta Rio Parapanema Energia S.A. O aumento no saldo ao longo de 2025 se explica basicamente pela atualização do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), índice que atualiza este saldo.

15.3. Encargos de uso da rede elétrica

A Aneel regula as tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas devidas pelo grupo são:

- i. Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão (Tust) (conforme nota explicativa nº 27.3);
- ii. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (Tusd-g) (conforme nota explicativa nº 27.3);
- iii. Encargos de Conexão (conforme nota explicativa nº 27.3).

A Controlada Rio Parapanema Energia atualmente discute judicialmente, via Ação Ordinária, a revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd-g, referente ao período de julho de 2004 e junho de 2009, pelo entendimento de que as Demais Instalações de Transmissão (DITs) e os Transformadores de Fronteira integram o sistema de transmissão e que a tarifa por remunerar estes ativos do sistema de transmissão deve ser calculada com base na diretriz do sinal locacional.

Em junho de 2009, a Controlada requereu nos autos da Ação Ordinária o depósito judicial dos valores da Tusd-g e a determinação judicial para que os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (Cusd) com as distribuidoras fossem considerados assinados. Em junho de 2009, o pedido de depósito judicial foi indeferido, mas o juiz reconheceu os Cusd como assinados.

A Controlada recorreu da decisão que indeferiu o pedido de depósito e, em agosto de 2009, o Tribunal autorizou o depósito judicial dos montantes relativos à diferença entre as tarifas calculadas em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 349/2009 e a Resolução nº 497/2007.

Em dezembro de 2014, foi proferida sentença em primeira instância que julgou procedentes os pedidos da Companhia na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. A Companhia efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 168.728 (R\$ 147.587 em 31 de dezembro de 2024). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 72.478 (R\$ 56.729 em 31 de dezembro de 2024).

16. ENCARGOS SETORIAIS

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.

16.1. Composição

	Consolidado					
	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
	32.577	—	32.577	31.596	—	31.596
CFURH	50.671	48.855	99.526	53.571	44.392	97.963
PDI	3.732	—	3.732	4.386	—	4.386
TFSEE	86.980	48.855	135.835	89.553	44.392	133.945

PDI - Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

16.1.1. 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.

16.1.2. 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 (ROL) em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel. Para fins de cálculo, o Grupo utiliza como referência o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE). Este manual foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e revisado em 2022 por meio do Despacho número 2.904/2021, datado de 17 de setembro de 2021, e pelo Despacho 1.690 de 28 de junho de 2022.

O Grupo utiliza os Procedimentos do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PROPD) e o Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQU) 2024-2028 do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação para controle dos projetos de PDI.

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.

16.1.3. 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 autorizador 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.

17. EMPRÉSTIMOS - RIO PARAPANEMA ENERGIA

17.1. Política contábil

Os empréstimos, 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 eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

17.2. Composição

Entidade	Emissão	Notas Comerciais	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
						2025		
						Circulante		
						Principal	Juros e (custos de transação)	Total
Rio Parapananema Energia S.A.	1ª	Única	DI + 0,40% ao ano	12/02/2026	400.000	22.916	422.916	
Rio Parapananema Energia S.A.	2ª	1	DI + 0,50% ao ano	17/06/2026	250.000	1.288	251.288	
					650.000	24.204	674.204	

17.2.1. 1ª emissão Nota Comercial série única

Em 12 de agosto de 2025 a Controlada indireta Rio Parapanema Energia captou R\$ 400.000 (quatrocentos milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 1ª emissão de Notas Comerciais série única, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").

A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 13 de agosto de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 400.000 (quatrocentas mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses.

A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Controlada indireta Rio Parapanema Energia, realizada em 4 de agosto de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados ao pagamento dos valores referentes à aquisição de títulos não pagos no MCP, utilizados para subsidiar a prorrogação das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, conforme nota explicativa nº 1.3.1.1.1.

17.2.2. 2ª emissão Nota Comercial série 1

Em 17 de dezembro de 2025 a Controlada indireta Rio Parapanema Energia captou R\$ 250.000 (duzentos e cinquenta milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 2ª emissão de Notas Comerciais série 1, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").

A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 18 de dezembro de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 250.000 (duzentas e cinquenta mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses.

A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Controlada indireta Rio Parapanema Energia, realizada em 11 de dezembro de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados para a gestão de passivos e reforço de capital de giro.

17.3. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Movimentação

Captação de dívida
Custos de transação
Amortização de custos de transação
Apropriação de juros

Saldo em 31 de dezembro de 2025

17.4. Característica do contrato de empréstimo

Entidade	Emissão	Série	Remu- neração	Data da emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Número de parcelas	Destinação de recursos
Rio Parapanema Energia S.A.	1ª	Única	DI + 0,40% ao ano	12/08/2025	12/02/2026	400.000	1	1	Pagamento dos valores referentes à aquisição de títulos não pagos no MCP
Rio Parapanema Energia S.A.	2ª	1	DI + 0,50% ao ano	17/12/2025	17/06/2026	250.000	1	1	Gestão de passivos e reforço de capital de giro

17.5. Garantias contratuais

Não há garantias expressas em contrato.

17.6. Cláusulas restritivas (Covenants)

17.6.1. Covenants financeiros

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Privada de Notas Comerciais Não Conversíveis em Ações da Segunda emissão, a serem apurados trimestralmente com base nas Demonstrações Financeiras:

- i. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
 - ii. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou menor a 3,25;
- Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme a seguir:

	Limites	2025
Ebitda/Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	9,26
Dívida líquida/Ebitda	Igual ou menor a 3,25	1,77

17.6.2. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Primeira e Segunda emissão, as quais vêm sendo atendidas pela Companhia, dos quais destacamos os mais relevantes:

- i. 2ª Emissão - Inadimplemento do(a) Emitente de quaisquer dívidas bancárias, originadas no mercado local, ou contraídas no âmbito do mercado de capitais, em valor individual ou agregado superior a R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), atualizado anualmente, a partir da data de emissão, pela variação positiva do IPCA, ou seu contravalor em outras moedas calculado com base na taxa de câmbio PTAX divulgada pelo Banco Central do Brasil, que não sejam sanadas no prazo de cura estipulado para as respectivas obrigações, quando aplicável;
 - ii. 2ª Emissão - Se for verificado que uma Mudança de Controle está sendo negociada em relação à Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente, o que se verificará, inclusive, mas sem limitação, através de (i) declarações públicas emitidas nos mercados de capitais locais, nos termos da Resolução CVM nº 44 (comunicações ao mercado e fatos relevantes), (ii) anúncio de oferta pública de ações do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente no mercado de capitais local, (iii) pedido de autorização para realização de operações de M&A para qualquer credor ou para o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) envolvendo o(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente e (iv) coletivas de imprensa, declarações ou artigos, indicando a intenção ou interesse em uma Mudança de Controle por parte do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente;
 - iii. 2ª Emissão - Caso seja cassado, sem decisão suspensiva válida, qualquer documento, licença, autorização ou outorga ambiental necessário ao regular desempenho das atividades do(a) Emitente;
 - iv. 1ª Emissão - mora ou inadimplemento pela Emitente de qualquer obrigação pecuniária, principal ou acessória, relativa às Notas Comerciais e/ou de qualquer obrigação pecuniária de qualquer outra dívida financeira de responsabilidade da Emitente, sem que tal descumprimento seja sanado pela Emitente em até 1 (um) Dia Útil contados do respectivo inadimplemento;
 - v. 1ª Emissão - cessão, venda, alienação e/ou qualquer forma de transferência de ativos da Emitente, de modo que afete a capacidade econômica da Emitente de cumprir as obrigações previstas neste Termo de Emissão;
 - vi. 1ª Emissão - desapropriação, confisco ou qualquer outro ato de qualquer entidade ou autoridade governamental de qualquer jurisdição que resulte na efetiva perda, pela Emitente, da propriedade e/ou da posse direta ou indireta da totalidade ou de parte substancial de seus ativos imobilizados;
 - vii. 1ª Emissão - não obtenção ou renovação, cancelamento, revogação, intervenção, suspensão ou extinção das autorizações, concessões, subvenções, alvarás ou licenças (incluindo ambientais) necessárias para o regular exercício das atividades, negócios e operações da Emitente;
- As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das Notas Comerciais.

18. FINANCIAMENTOS - RIO VERDE E RIO CANOAS

18.1. 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 eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

18.2. Rio Canoas Energia S.A.

Em 05 de setembro de 2012 foi autorizada a obtenção de financiamento, destinado à implantação da UHE Garibaldi, através da Decisão de Diretoria nº 520/2012-BNDES, tendo sido firmado, em data de 10 de julho de 2012, o correspondente contrato de financiamento mediante abertura de crédito nº 12.2.0520.1 no valor de R\$ 367.830.

Para estes contratos a Controlada 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.

18.3. Rio Verde Energia S.A.

Em 10 de setembro de 2008, a Controlada firmou contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (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 Controlada possui cláusulas restritivas (*Covenants*) normalmente aplicáveis a estes tipos de operações, relacionados ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros.

18.4. Composição

Entidade	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	Principal	Consolidado					
					2025			2024		
					Circulante			Não circulante		
					Juros, custo de transação e variação monetária	Total	Variação monetária e custo de	Principal	transação	Total
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	28.352	1.587	29.939	126.966	4.546	131.512	
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	51	15	66	686	59	745	
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	14.809	1.847	16.656	—	—	—	
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	1.167	113	1.280	—	—	—	
				44.379	3.562	47.941	127.652	4.605	132.257	

Entidade	Instituição financeira	Remuneração	Vencimento final	Principal	Consolidado					
					2025			2024		
					Circulante			Não circulante		
					Juros, custo de transação e variação monetária	Total	Variação monetária e custo de	Principal	transação	Total
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,34% ao ano	16/06/2031	26.766	2.382	29.148	147.215	9.689	156.904	
Rio Canoas Energia S.A.	BNDES	TJLP	16/06/2031	155	12	167	697	45	742	
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	18.582	899	19.481	17.365	885	18.250	
Rio Verde Energia S.A.	BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	2.450	366	2.816	161	85	246	
				47.953	3.659	51.612	165.438	10.704	176.142	

18.5. Vencimento de longo prazo

	Consolidado				
Instituição financeira	2027	2028	2029	A partir de 2030	Total
BNDES TJLP + 2,34%	29.225	29.225	29.225	43.837	131.512
BNDES TJLP	165	165	165	250	745
	29.390	29.390	29.390	44.087	132.257



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

22.3. Transações locais

Em 20 de dezembro de 2024, foi firmado contrato de compartilhamento de despesas com as suas Controladas Rio Canoas Energia S.A., Rio Verde Energia S.A., Rio Paraná Energia S.A. e Rio Paranapanema Energia S.A. aprovado pela Aneel, conforme despacho nº 3.710, de 05 de dezembro de 2024. O referido contrato representa a renovação da contratação original de 2017 conforme despacho nº 2018, de 10 de julho de 2017.

O Grupo possui contrato de compartilhamento de recursos técnicos, entre as empresas Controladas Rio Paraná Energia S.A., Rio Canoas Energia S.A., Rio Verde Energia S.A. e Rio Paranapanema Energia S.A., contrato este que foi previamente aprovado pelo Despacho Aneel nº 3.620, de 11 de novembro de 2021. E para fins de divulgação no consolidado os efeitos são eliminados.

Em 08 de abril de 2024, foram firmados dois contratos de compartilhamento de desembolsos relacionados à Capex:

O primeiro entre as empresas Controladas indiretas:

Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	

O segundo entre as empresas Controladas indiretas:

Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 2 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	

Os contratos seguem a Resolução normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021 que estabelece as regras e critérios e dispensa a anuência prévia da Aneel. E para fins de divulgação no consolidado os efeitos são eliminados.

O grupo possui operações de compra e venda de energia entre controladas e coligadas.

22.3.1. Saldos

China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.			
Rio Canoas Energia S.A.	395	–	–
Rio Paraná Energia S.A.	5.797	–	–
Rio Paranapanema Energia S.A.	2.216	–	–
São Manoel Energia S.A.	–	4.642	4.399
Rio Verde Energia S.A.	194	–	–
	8.602	1.721.162	4.642

22.3.2. Resultado

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
	Ativo	Passivo	Passivo	Passivo
	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante
Rio Canoas Energia S.A.	–	1.721.162	–	3.237.048
Rio Paraná Energia S.A.	–	–	–	–
Rio Paranapanema Energia S.A.	–	–	–	–
São Manoel Energia S.A.	–	–	–	–
Rio Verde Energia S.A.	–	–	–	–
	8.602	1.721.162	4.642	3.241.447

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
	Compartilhamento de infraestrutura	Compartilhamento de infraestrutura	Compra de energia	Compra de energia
Rio Canoas Energia S.A.	3.741	3.799	–	–
Rio Paraná Energia S.A.	54.954	53.665	–	–
Rio Paranapanema Energia S.A.	21.011	16.387	–	–
Rio Verde Energia S.A.	1.838	1.936	–	–
São Manoel Energia S.A.	–	–	(45.984)	(44.708)
	81.544	75.787	(45.984)	(44.708)

22.4. Transações com China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L (CTG Lux)

22.4.1. Rio Paraná S.A.

Em 22 de agosto de 2016, a Controlada Rio Paraná assinou o Contrato de Cessão por meio do qual a ICBC Luxembourg concordou em ceder e transferir à China Three Gorges (Luxembourg) S.À.R.L., seus direitos e obrigações relacionados ao financiamento existente.

O contrato teve anuência do órgão regulador, conforme despacho Aneel nº 2.686, de 5 de outubro de 2016 através da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF). A transação foi efetuada em dólar e com juros de 6,20% ao ano em 2016 e, a partir de 2017, essa taxa de juros passou a ser de 4,29% ao ano.

Em 01 de março de 2019 foi celebrado o primeiro aditivo deste contrato mantendo as condições de juros, porém prolongando o vencimento para 20 de maio de 2023 e alterando as parcelas de principal de \$ 25.000.000 (vinte e cinco milhões de dólares) para \$ 57.812.500 (cinquenta e sete milhões, oitocentos e doze mil e quinhentos dólares) a partir de 20 de maio de 2019.

Em 11 de novembro de 2022 foi celebrado o segundo aditivo deste contrato mantendo as condições de juros, porém prolongando o valor de vencimento para 20 de novembro de 2025 e alterando as parcelas de principal de \$ 57.812.500 (cinquenta e sete milhões, oitocentos e doze mil e quinhentos dólares) para \$ 77.083.333 (setenta e sete milhões, oitenta e três mil, trezentos e trinta e três dólares).

Em razão de janelas favoráveis do dólar, a Controlada Rio Paraná Energia realizou a quitação da dívida mantida com a CTG Lux, os pagamentos aconteceram entre fevereiro e de março de 2025, em relação a parcela de principal e juros referente a novembro de 2024. A parcela que venceria em maio de 2025 foi amortizada entre os meses de março e de abril, e a parcela a vencer em novembro de 2025 teve seu pagamento realizado entre os meses de maio e julho de 2025.

Com isso, a Controlada Rio Paraná Energia liquidou o empréstimo com partes relacionadas mantido junto à CTG Lux, otimizando o fluxo de caixa e reduzindo custos financeiros.

O contrato não possuía nenhuma cláusula de Covenants.

22.4.2. CTG BR

Foram celebrados dois Contratos de Empréstimo (Facility Agreement) entre a Companhia e sua acionista controladora China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L. Ambos têm por objeto o empréstimo no valor de CNH 1.000.000.000 (um bilhão de Yuan Chinês) cada, sobre o qual incidirão juros equivalentes a 2,95% ao ano, com prazo de 354 dias, não havendo quaisquer garantias. O primeiro foi captado em 25 de janeiro de 2024, correspondeu a R\$ 686.500, o segundo, datado de 20 de setembro de 2024 foi segregado em 2 captações a primeira de CNH 600 milhões, equivalente a R\$ 466.920, e a segunda no valor de CNH 400 milhões, equivalente a R\$ 318.561 em novembro de 2024, o qual foram contratadas (Non Deliverable Forward) NDFs conforme quadro da nota explicativa nº 36.7.

Em 13 de janeiro de 2025, foi liquidado o Empréstimo I, captado em 25 de janeiro de 2024 e em 9 de setembro de 2025, foi liquidado o Empréstimo II, captado em 20 de setembro de 2024, ambos junto à CTG Lux, assim como as NDFs contratadas para cobertura da variação cambial do principal da operação.

22.4.3. Movimentação

	China Three Gorges Brasil Energia S.A.		Rio Paraná Energia S.A.	
	Empréstimo I	Empréstimo II	Empréstimo USD	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	871.333	849.829	1.515.886	3.237.048
Movimentação				
Apropriação de juros	573	17.633	13.776	31.982
Pagamento de juros	(24.035)	(20.224)	(96.277)	(140.536)
Pagamento de principal	(828.600)	(761.870)	(1.303.274)	(2.893.744)
Ganho com variação cambial	(15.001)	(86.930)	(131.437)	(233.368)
Perda com variação cambial	–	5.200	2.740	7.940
Imposto de renda retido na fonte	(4.270)	(3.638)	(1.414)	(9.322)
	(871.333)	(849.829)	(1.515.886)	(3.237.048)

Saldo em 31 de dezembro de 2025

22.5. Fianças corporativas

A Companhia fornece garantias financeiras na modalidade de fiança bancária a suas empresas Controladas e Coligadas conforme o quadro abaixo:

Controlada/Coligada	Banco	Modalidade	Início da vigência	Fim da vigência	Montante
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	326
Serra da Palmeira Energia 1 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	272
Serra da Palmeira Energia 10 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 11 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 12 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	13/8/2025	8/9/2026	381
Serra da Palmeira Energia 13 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	9.030
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 14 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	326
Serra da Palmeira Energia 15 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 16 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	272
Serra da Palmeira Energia 17 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	163
Serra da Palmeira Energia 18 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	3.870
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	272
Serra da Palmeira Energia 19 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	243
Serra da Palmeira Energia 20 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	1/8/2025	8/9/2026	275
Serra da Palmeira Energia 21 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	1/9/2025	8/9/2026	217

Controlada/Coligada	Banco	Modalidade	Início da vigência	Fim da vigência	Montante
Serra da Palmeira Energia 22 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	13/8/2025	8/9/2026	326
Serra da Palmeira Energia 23 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 3 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	1/7/2025	8/9/2026	304
Serra da Palmeira Energia 4 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	326
Serra da Palmeira Energia 5 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	7.740
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	13/8/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 6 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	1/8/2025	8/9/2026	344
Serra da Palmeira Energia 7 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	6.450
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 8 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	217
Serra da Palmeira Energia 9 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	9/7/2024	12/11/2029	5.160
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	1/9/2023	13/7/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	1/9/2023	13/7/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	1/9/2023	13/7/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	509
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	Santander	Fiança bancária (*)	1/9/2023	13/7/2026	9.783
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	Deutsche Bank	Fiança bancária (**)	8/9/2025	8/9/2026	509
Central Edílica Aventura I S.A.	Santander	Fiança bancária (***)	28/4/2025	30/4/2027	19.805
Central Edílica Jau S.A.	Santander	Fiança bancária (***)	28/4/2025	30/4/2027	64.217
					272.092

(*) Atendimento as obrigações do §1º da Medida Provisória nº 1.212, de 9 de abril de 2024.

(**) Atendimento as obrigações previstas no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

(***) Atendimento as obrigações previstas no contrato de financiamento junto ao BNDES.

23. PROVISÕES

23.1. Composição dos saldos

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Circulante				
Provisões				
Provisões para grandes reparos	–	–	546.450	329.646
Provisões para licenças ambientais	–	–	20.643	–
	–	–	567.093	329.646
Não circulante				
Provisões				
Provisões para grandes reparos	–	–	1.326.674	1.598.770
Provisões para descomissionamento de ativos	–	–	59.367	–
Provisões para licenças ambientais	–	–	40.249	–
Provisões para riscos	6.070	5.896	122.589	97.610
	6.070	5.896	1.548.879	1.696.380
	6.070	5.896	2.115.972	2.026.026

Total

23.2. Provisões para grande reparos - Rio Paraná

23.2.1. Política contábil

A Controlada Rio Paraná possui contratos dentro do alcance do ICPC 01 (Interpretação técnica baseada do IFRIC 12) que envolvem uma entidade privada (concessionário) e sua infraestrutura usada para prestar os serviços públicos ou melhorá-la, além de operá-la e mantê-la pelo prazo da concessão.

Com base no CPC 25 e nas estimativas de engenheiros e administração, foi provisionado o valor total que se espera despendor nos reparos necessários para a operação das unidades geradoras dentro das condições previstas no Edital do Leilão. A estimativa de gastos somente é confirmada na abertura das máquinas, sendo assim, a real dimensão da necessidade de reparo somente será apurada na abertura de cada item. Adicionalmente, mudanças no cronograma para os reparos podem afetar de forma relevante a provisão constituída. Espera-se que o projeto seja concluído até 2038, período em que haverá dispêndio de caixa necessário a viabilização do projeto.

As provisões foram contabilizadas como obrigações no início da concessão, em contrapartida do ativo intangível e tiveram suas atualizações projetadas com base na inflação e projetada até 2038 (término esperado para o projeto) e trazidas a valor presente, esse efeito é registrado no resultado financeiro. Posteriormente, as provisões são atualizadas considerando a taxa efetiva, o andamento do projeto e realização conforme são efetivados os gastos.

Trimestralmente as provisões são revistas e sempre que houver andamento do projeto que demonstre que as estimativas de desembolso precisem ser atualizadas, tais efeitos serão refletidos nos livros contábeis e, consequentemente, nas demonstrações financeiras.

Em caso de aumento na base da provisão, o efeito é registrado contra o intangível. Quando a revisão é em razão da alteração do fluxo temporal dos dispêndios, esse efeito impacta o resultado.

23.2.2. Composição e movimentação

	Consolidado	
	Principal	Ajuste a valor presente
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.409.736	(1.481.320)
Realização de provisão	(218.802)	–
Atualização	(47.167)	–
Apropriação do ajuste a valor presente	–	210.677
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.143.767	(1.270.643)
Circulante	372.500	(42.854)
Não circulante	3.037.236	(1.438.466)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.409.736	(1.481.320)
Circulante	617.489	(71.039)
Não circulante	2.526.278	(1.199.604)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.143.767	(1.270.643)

23.3. Provisões para descomissionamento de ativos - Arinos

23.3.1. Política contábil

Em conformidade com o CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes - e o CPC 27 - Ativo Imobilizado, a Controlada Arinos reconhece provisões relacionadas às obrigações de descomissionamento, desmontagem e retirada de ativos ao final de sua vida útil ou quando houver obrigação formal de restaurar as áreas utilizadas. Essas obrigações representam compromissos presentes decorrentes da operação dos ativos e são mensuradas com base no valor presente dos custos estimados para sua liquidação futura, considerando premissas técnicas, ambientais e operacionais estabelecidas pela administração.

Do ponto de vista ambiental, tais obrigações referem-se aos custos necessários para recuperar o meio ambiente para condições ecológicamente similares às existentes antes do início do empreendimento, ou para executar medidas compensatórias previamente acordadas com os órgãos reguladores, quando o retorno integral às condições originais não for possível. Essas obrigações surgem a partir da degradação ambiental inerente às operações ou do momento em que a Companhia assume compromissos formais perante autoridades ambientais.

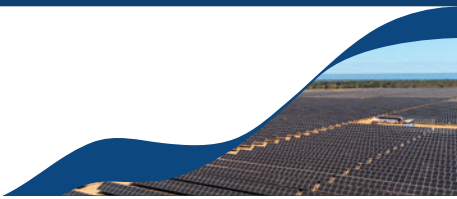
O descomissionamento compreende a desmontagem e retirada definitiva de ativos quando estes forem permanentemente desativados, seja por paralisação, venda, alienação ou encerramento das operações. Os custos estimados abrangem, principalmente, atividades de desmantelamento, remoção de estruturas, reorganização da área afetada e recomposição ambiental, refletindo a melhor estimativa disponível para a realização das obrigações ao final da vida útil dos ativos.

O valor presente da obrigação é registrado como provisão e, simultaneamente, capitalizado ao custo do ativo correspondente, sendo depreciado ao longo de sua vida útil. A atualização da obrigação ocorre por meio da aplicação da taxa efetiva de desconto utilizada na mensuração inicial, reconhecida no resultado financeiro, em linha com os princípios do CPC 12 - Ajuste a Valor Presente



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

23.4.2. Composição e movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024
Constituição de provisão
Realização de provisão
Ajuste a valor presente
Saldo em 31 de dezembro de 2025
Saldo em 31 de dezembro de 2024
Circulante
Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2025
23.5. Provisões para riscos e contingências
23.5.1. Política contábil

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

i. haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;

ii. é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e

iii. 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, o Grupo considera sua divulgação justificada.

Desde o início de 2019 está em vigor o IFRIC 23/CPC 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 refleta 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 Diretoria do Grupo, 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, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.

Demais depósitos não relacionados às provisões constituídas, são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 11).

Em função do Contrato de Concessão da Controlada Rio Paraná, que assumiu os processos judiciais e administrativos ambientais, distribuídos em face da Companhia Energética de São Paulo ("CESP").

As ações discutem as demolições de construções irregulares em Área de Preservação Permanente (APP) e de concessão, então da CESP, indenização pelos danos ambientais, recuperação e compensação dos danos causados pelas ocupações irregulares.

Ainda, é necessária consideração a respeito do dano ambiental, que pode ser abstrata, e que na licença de operação já existe a determinação para cumprimento de obrigações ambientais, que o Grupo deve cumprir, o que caracterizaria um empenho duplicado pelo mesmo objetivo.

Adicionalmente, a determinação da possibilidade de êxito nos demais processos em andamento, assim como a estimativa das perdas prováveis esperadas envolve julgamentos críticos por parte da Diretoria, pois depende de eventos futuros que não estão sob controle do Grupo.

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

23.5.2. Provisões para riscos
23.5.2.1. Composição e movimentação

(A) Provisão para riscos
Saldo em 31 de dezembro de 2024
Provisões
Variações monetárias
Saldo em 31 de dezembro de 2025
Provisões líquidas
Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2024
Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2025

(A) Provisão para riscos
Saldo em 31 de dezembro de 2023
Provisões
Variações monetárias
Acordos/pagamentos
Saldo em 31 de dezembro de 2024
(B) Depósitos judiciais
Saldo em 31 de dezembro de 2023
Variações monetárias
Baixas

Saldo em 31 de dezembro de 2024
(A+B) Provisões líquidas
Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2023
Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2024

(A) Provisão para riscos
Saldo em 31 de dezembro de 2024
Provisões/(reversões)
Provisões/(reversões) (*)
Variações monetárias
Variações monetárias (*)
Acordos/pagamentos

Saldo em 31 de dezembro de 2025
(B) Depósitos judiciais
Saldo em 31 de dezembro de 2024
Variações monetárias
Variações monetárias (*)
(Adições)
(Adições) (*)
Baixas
Baixas (*)
Reclassificações (i)

Saldo em 31 de dezembro de 2025
(A+B) Provisões líquidas
Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2024
Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2025

	Consolidado					
	Cíveis		Ambientais		Regula-tórias	
Traba-Ihistas	Fiscais	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	Ambientais	Regula-tórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	9.635	3.206	4.792	11.367	22.434	51.341
Provisões/(reversões)	1.482	23.773	—	41	(1.300)	—
Provisões/(reversões) (*)	—	—	(1.587)	—	—	—
Variações monetárias	1.151	177	—	713	1.286	470
Variações monetárias (*)	—	—	265	—	—	265
Acordos/pagamentos	(585)	—	—	(19)	(1.069)	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.048	23.950	(1.322)	735	(1.083)	470
(B) Depósitos judiciais	1.048	(37)	(1.430)	(2.594)	(56)	—
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(5)	(3)	—	(92)	(51)	—
Variações monetárias	—	—	(29)	—	—	—
Variações monetárias (*)	(288)	—	—	(19)	(2.011)	—
(Adições)	—	—	(379)	—	—	—
Baixas	931	—	(21)	473	1.129	—
Baixas (*)	—	—	907	—	—	—
Reclassificações (i)	(361)	—	—	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025	277	(3)	478	362	(933)	—
(A+B) Provisões líquidas	(771)	(40)	(952)	(2.232)	(989)	—
Não circulante	8.587	3.169	3.362	8.773	22.378	51.341
Saldo em 31 de dezembro de 2024	8.587	3.169	3.362	8.773	22.378	51.341
Não circulante	10.912	27.116	2.518	9.870	20.362	51.811
Saldo em 31 de dezembro de 2025	10.912	27.116	2.518	9.870	20.362	51.811

(*) Efeitos contabilizados em contrapartida do imobilizado em razão da discussão ser a respeito de terrenos, que são controlados no grupo de imobilizado.

(i) Reclassificações realizadas entre depósitos cíveis de causa de desapropriações de terras x indenizações de benfeitorias.

Demonstramos abaixo, as principais variações nas provisões para riscos prováveis da Companhia, atualizadas para 31 de dezembro de 2025:

23.5.2.2. Trabalhistas

23.5.2.2.1. Rio Paraná Energia S.A.

A Diretoria 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 trabalhistas. O que em sua maioria discute ações ajuizadas por ex-empregados de empresas prestadoras de serviços na Rio Paraná.

23.5.2.2.2. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

A provisão decorre de ações promovidas por ex-empregados, sindicatos e terceirizados, requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, reintegração, entre outros pedidos. Para 2025 os valores são R\$ 190.

23.5.2.2.3. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais provisões relativas aos riscos trabalhistas com expectativas de perda provável são referentes às ações movidas por ex-empregados, sindicatos e terceirizados, envolvendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, entre outros pedidos. As reversões referem-se a andamentos e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de decisões favoráveis no exercício. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais, o que acarretou a redução das provisões.

23.5.2.3. Fiscais

23.5.2.3.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

As provisões relativas aos riscos fiscais para 31 de dezembro de 2025 são de R\$ 26.941 decorrem de processos judiciais e administrativos, sendo os principais:

i. Ação Anulatória ajuizada pela Controlada visando cancelamento de débitos de PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. A discussão se dá em razão da isenção na aquisição de energia elétrica de Itaipu, a qual a Receita Federal não entende cabível. O valor total da discussão em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 5.811 (R\$ 5.313 em 31 de dezembro de 2024), sendo que o valor provável é de R\$ 651 (R\$ 596 em 31 de dezembro de 2024).

ii. Mandado de Segurança para a incidência da CIDE, imposta pela Lei nº 10.168/02, e posteriores alterações, sobre os pagamentos efetuados ao exterior em razão de contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira. O valor total em discussão em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 998.

iii. Devido a desfecho desfavoráveis em processo semelhante em que se discute saldo negativo de CSLL, adquiridos na época da Cisão da CESP e devido à expectativa de desembolso futuro, a Diretoria deliberou pela constituição da provisão de R\$ 23.772.

Além das destacadas, a Controlada ainda tem outras ações de valores menos relevantes.

23.5.2.4. Cíveis

23.5.2.4.1. Rio Verde Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências líquidas estão avaliadas em R\$ 731 (R\$ 445 em 31 de dezembro de 2024) e as principais variações correspondem à variação monetária e compensação entre decisões favoráveis e desfavoráveis.

23.5.2.4.2. Rio Canoas Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 2.681 (R\$ 4.207 em 31 de dezembro de 2024), e referem-se a ações indenizatórias ajuizadas contra a Controlada em decorrência do alagamento e desapropriação de áreas para construção dos reservatórios, linha de transmissão e reavaliação dos valores pagos decorrentes de desapropriação para construção da UHE. As constituições e as baixas nas provisões são decorrentes da compensação entre decisões favoráveis e desfavoráveis, bem como variações monetárias.

As variações de depósito se deram por distribuição de novos processos, bem como pelo encerramento de ações no curso normal dos processos.

23.5.2.4.3. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

Provisão de R\$ 5.880 em virtude de potencial acordo proposto em processo administrativo.

23.5.2.5. Ambientais

23.5.2.5.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

i. Ação Civil Pública movida pelo Município de Santo Inácio contra a Controlada em que se discute a compensação de impactos ambientais. As partes estão em discussão para formalização de um TAC que colocará fim na Ação Civil Pública no montante atualizado para 31 de dezembro de 2025 de R\$ 17.415 (R\$ 16.545 em 31 de dezembro de 2024);

ii. Ação Anulatória ajuizada para declarar nulo o Autos de Infração nº 246.946-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é R\$ 256;

iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 3.677 com uma redução de aproximadamente R\$ 695 por conta de acordos realizados nos processos).

23.5.2.6. Regulatórias

23.5.2.6.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 2002, AES Sul distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a aplicação retroativa da Resolução 288 da Anel. A Controlada pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora.

Devido ao andamento no processo durante o ano de 2023 e com base na expectativa de futuro desembolso da Controlada, a Diretoria deliberou pela constituição de provisão cujo montante atualizado para 31 de dezembro de 2025 é R\$ 51.811 milhões (R\$ 51.341 em 31 de dezembro de 2024).

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Trabalhistas	676	472	10.470	23.557
Fiscais	42.791	37.903	936.664	881.900
Cíveis	—	—	12.686	9.320
Ambientais	—	—	173.489	42.536
Regulatórias	—	—	94.964	85.961
	43.467	38.375	1.228.273	1.043.274

Demonstramos abaixo, as principais variações nas contingências possíveis do Grupo, atualizadas para 31 de dezembro de 2025:

23.5.3.2. Trabalhistas

23.5.3.2.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências trabalhistas classificadas como de perda possível totalizavam R\$ 7.156 (R\$ 10.076 em 31 de dezembro de 2024). A redução de R\$ 3,1 milhões decorre, principalmente, da baixa de ações trabalhistas envolvendo prestadores de serviços terceirizados, nas quais a Companhia foi excluída do polo passivo em razão de decisões judiciais favoráveis, bem como do encerramento definitivo de ação de valor relevante ajuizada por ex-empregado próprio, cujo desfecho foi integralmente favorável à Controlada.

Os incrementos observados no período referem-se, majoritariamente, a novas demandas propostas por ex-empregados, entidades sindicais e terceiros, relacionadas ao pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicional de periculosidade, equiparação salarial, entre outros pleitos. Atualmente, as principais contingências concentram-se em ações movidas por empregados próprios, envolvendo, sobretudo, pedidos de horas extras, intervalo intrajornada e indenização por danos morais, além da atualização monetária dos valores das causas.

23.5.3.2.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 2.144 para dezembro de 2025 (R\$ 12.050 em 31 de dezembro de 2024). O principal motivo da baixa decorre do encerramento e reclassificação de processos trabalhistas relevantes, que ocorreram principalmente em razão de acordos celebrados e decisões judiciais favoráveis, que eliminaram a possibilidade de perda. O restante trata-se de atualização monetária.

23.5.3.2.3. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

A contingências decorre de novas ações trabalhistas promovidas por ex-empregados e terceirizados, requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, reintegração, entre outros pedidos.

As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais.

23.5.3.2.4. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências trabalhistas classificadas como risco possível totalizam R\$ 444/(R\$ 959 em 31 de dezembro de 2024). A redução em relação ao exercício anterior decorre, principalmente, de baixas relacionadas a decisões favoráveis, que determinaram a exclusão da CTG NE do polo passivo, bem como do ajuizamento de novas ações por empregados de empresas prestadoras de serviços e da atualização monetária. Na maioria desses processos, os autores pleiteiam a responsabilidade subsidiária da Sociedade pelo pagamento de verbas rescisórias, horas extras e outros direitos trabalhistas.

23.5.3.3. Fiscais

23.5.3.3.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

i. Mandado de Segurança, que visa a concessão de liminar para ser reconhecido o direito da Companhia de não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 12.552 (R\$ 11.850 em 31 de dezembro de 2024);

ii. Processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 47.893 (R\$ 39.613 em 31 de dezembro de 2024). o aumento do valor decorrer decorre de atualização monetária dos casos;

iii. Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL, IRPJ e Lucro Inflacionários referentes aos anos calendário de 2005 a 2010 respectivamente. Nos casos foram apresentados Recursos Voluntários que estão pendentes de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2025, totalizam R\$ 21.216 (R\$ 47.818 em 31 de dezembro de 2024);

iv. Ação anulatória que discute o saldo negativo de CSLL do ano calendário que foi adquirido pela Controlada na cisão parcial da CESP Decisão de primeira instância desfavorável. O valor classificado como possível é de R\$ 42.698 (R\$ 37.107 em 31 de dezembro de 2024).

As demais variações fiscais decorrem de variações monetárias.

23.5.3.3.2. Rio Canoas Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, em relação as principais contingências fiscais a Administração concluiu em conjunto com seus assessores jurídicos que não é provável que a autoridade fiscal não aceite os pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ e CSLL), bem como de tributos pagos a maior a favor da Companhia. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário os quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 1.378 (R\$ 1.478 em 31 de dezembro de 2024).

Execução Fiscal referente aos valores de retenção de ISS durante a construção do reservatório da UHE Garibaldi. Após perícia contábil realizada nos autos os valores sofreram uma reavaliação, razão pela qual houve acréscimo na contingência. Valor classificado como risco de perda possível R\$ 10.752 (R\$ 5.670 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.3.3. Rio Verde Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências fiscais com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 8.178 (R\$ 8.223 em 31 de dezembro de 2024) 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 Controlada obteve resultados favoráveis nas discussões administrativas reduzindo os valores de contingência possível.



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadao.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

23.5.3.3.4. Rio Paraná Energia S.A.

i. Trata-se de um Mandado de Segurança com pedido liminar impetrado pela Rio Paraná em face da Receita Federal, em janeiro de 2018, no qual se discute a opção pelo Regime do Lucro Presumido nos anos de 2015 e 2016 em que a companhia obteve receita significativas com variação cambial positiva decorrente de um empréstimo realizado em moeda estrangeira (Dólar), que por se tratar de receita financeira não foi considerado na base de cálculo para fins de recolhimento de Tributos. Para concessão da liminar foi necessária a realização de um depósito judicial no valor de R\$ 420.000 em 30 de janeiro de 2018. Houve decisão desfavorável de primeira instância, mas as chances de êxito nesta demanda são consideradas pela Diretoria, fundamentada pelos advogados da Controlada, como possíveis e o valor total envolvido neste caso é de R\$ 686.681 (R\$ 632.957 em 31 de dezembro de 2024);

ii. Processos Administrativos decorrentes de não homologação pela Receita Federal de pedidos de compensação de créditos IRRF e PIS. O valor atualizado é de R\$ 6.011 (R\$ 5.586 em 31 de dezembro de 2024);

iii. Processos administrativos e judiciais que discutem o recolhimento de ISSQN para o município de Três Lagoas durante o período da modernização e o valor atualizado é de R\$ 4.622 (R\$ 4.202 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.3.5. China Three Gorges Brasil Energia S.A.

i. Auto de infração com imposição de multa por apresentação de ECF referente ao ano-calendário 2016 com informações imprecisas ou omissão de dados. Processo transita em esfera administrativa com decisão de primeira instância desfavorável. Foi apresentado recurso no CARF e aguarda-se julgamento. O valor classificado como risco de perda possível é de R\$ 15.527 (R\$ 14.201 em 31 de dezembro de 2024).

ii. Pedido de compensação de Saldo Negativo de IRPJ referente ao ano-calendário 2016. Devido a decisão desfavorável, foi proposto Recurso Voluntário que aguarda julgamento. O valor classificado como risco de perda possível é de R\$ 25.264 para 31 de dezembro de 2024.

23.5.3.3.6. Rio Paranapanema Participações S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

i. Trata-se de auto de infração para imposição de multa regulamentar por apresentação de ECF referente ao ano-calendário 2017 com informações inexatas, incorretas ou omitida. Valor envolvido no possível de R\$ 36.860;

ii. Processo administrativo originado de pedido de compensação de saldo IRPJ referente ao ano-calendário de 2000. Valor classificado como possível de R\$ 7.714;

iii. Visa à concessão da liminar/segurança para que seja reconhecido o direito das impetrantes de, por força da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN, não se sujeitarem à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, COFINS, IRPJ, CSL e IOF mediante pagamentos e compensações. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2025, totalizam R\$ 3.298.

23.5.3.4. Ambientais

23.5.3.4.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025 as principais contingências ambientais com expectativa de perda possível são:

i. Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAT), pelo IBAMA e pela CETESB, relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Salto Grande, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu, Capiwara e PCH Retiro, além de Ações Anulatórias. A Controlada apresentou recursos administrativos e ajuizou ações visando declarar a nulidade das multas. Os valores em 31 de dezembro de 2025 totalizam a quantia de R\$ 16.772 (R\$ 15.549 em 31 de dezembro de 2024);

ii. Ações Cíveis Públicas movidas pelo Ministério Público Estadual de Andará em face da Controlada relativas à ocupação irregular em área de APP (localizadas nos reservatórios das UHE's Canoas I e II), regularização de área de loteamentos e recuperação ambiental. Os valores em 31 de dezembro de 2025 totalizam a quantia de R\$ 11.505 (R\$ 11.094 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.4.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências ambientais com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 145.153 para 31 de dezembro de 2025. O principal motivo para o aumento decorre da atualização monetária dos processos em andamento e de uma nova contingência. Dentre os principais se destacam:

- Seis Autos de Infração lavrados pelo Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul - (IMASUL) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - (IBAMA), totalizando R\$ 10.791, por supostos impactos ambientais decorrente de suposta mortandade de peixes relativa aos baixos níveis do reservatório da UHE Jupia, ocupação irregular em APP, suposto descumprimento da Licença de Operação de soltura de alevinos, e suposto uso de substância (dicloro isocianurato de sódio - MD-60) em desacordo com autorização ambiental. Em todos os casos, foram apresentadas as Defesas Administrativas e em alguns casos já apresentados Recursos Administrativos, aguardando-se julgamento pelos órgãos ambientais;
- Ação Civil Pública ajuizada pelo MPF de Três Lagoas/MS ("Ação Peixamento"), em que se discute o cumprimento da condicionante específica ambiental 2.1 da LO 1251/2014, em razão do suposto elevado decréscimo na soltura de variadas espécies de alevinos nos reservatórios das UHEs Jupia e Ilha Solteira. Foi proferida a sentença (decisão de 1ª instância) julgando improcedente a ação. A sentença foi mantida pelo TRF/3 e o MPF interpôs recurso especial, que foi admitido. Aguarda-se o julgamento do recurso. O valor atualizado é de R\$ 6.452 (R\$ 6.149 em 31 de dezembro de 2024);
- Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal requerendo que a companhia realize o reflorestamento de toda a área do reservatório da Usina de Ilha Solteira. O valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 129 milhões.

23.5.3.5. Regulatórias

23.5.3.5.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 79.028, sendo que as principais contingências são referentes a:

i. Recusa da Controlada em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota explicativa nº 11.3 (Encargos de Uso da Rede Elétrica), a Aneel autouou a Rio Paranapanema por meio do Auto de Infração nº 014/2009-SFG por supostamente não ter a Companhia (i) firmado os Cusd com as concessionárias de distribuição; e (ii) não ter quitado o passivo da Tused acumulado de julho de 2004 a junho de 2009. Por conta disso, a Companhia ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa imposta, tendo sido a liminar deferida em junho de 2009. Em junho de 2013, a sentença denegou o pedido de liminar feito pela Rio Paranapanema no Mandado de Segurança impetrado, mantendo-se a multa imposta pela Aneel. Em outubro de 2013 a Companhia requereu no processo a suspensão da exigibilidade da multa até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança, mediante o depósito do valor integral e atualizado da multa objeto da ação. Em dezembro de 2013, a Controlada interpôs recurso de apelação, o qual ainda está pendente de julgamento. A classificação é de perda possível, e o valor é de R\$ 49.137 (R\$ 46.146 em 31 de dezembro de 2024);

ii. Entre 2010 e 2012, uma associação de distribuidoras e uma distribuidora ingressaram com ações judiciais visando anular os despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)/Aneel nº 2.517/2010 e 1.175/2012, respectivamente. A Controlada pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 29.890 (R\$ 28.261 em 31 de dezembro de 2024).

23.5.3.5.2. Rio Paraná Energia S.A.

As contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 15.936 (R\$ 11.554 em 31 de dezembro de 2024), decorrente de ações judiciais ajuizadas por municípios em face da Aneel, Rio Paraná, CESP/AUREN e AES Tietê, cuja discussão se refere ao pagamento de CFURH, uma compensação financeira pela atualização/resultado da exploração de recursos hídricos para geração de energia. A Rio Paraná apresentou suas Contestações nos casos acima. Processos em 1ª instância.

24. PLANOS DE PENSÃO E APOSENTADORIA - RIO PARANAPANEMA ENERGIA

24.1. Benefícios a empregados

24.1.1. Política contábil

A Controlada Rio Paranapanema Energia patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método do crédito unitário projetado e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 110/2022 (CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados).

Com relação aos planos de pensão de benefício definido, a Controlada reconhece passivo no balanço patrimonial se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de descontos condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão. Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado mensalmente. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Controlada.

24.2. Contribuição definida

24.2.1. Política contábil

No plano de contribuição definida, a Controlada indireta Rio Paranapanema Energia faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privada conforme opção do colaborador para esse benefício. A Controlada indireta Rio Paranapanema Energia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo montante foi de R\$ 866 (R\$ 1.609 em 31 de dezembro de 2024).

24.3. Benefício definido

24.3.1. Política contábil

A Controlada patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados. A Vivest (antiga Fundação CESP) é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios supracitados. O Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - PSAP da Controlada é estruturado na modalidade de Benefício definido, criado em 1º de setembro de 1999 e encontra-se aberto à novas adesões para os empregados da Controlada. O plano garante uma suplementação do benefício do INSS mediante à aposentadoria e invalidez aos empregados inscritos no plano, conforme as regras definidas pelo regulamento do plano, atualmente está aberto para a entrada de novos participantes. Além disso, empregados admitidos antes de 1998 também fazem parte do plano BSPS (Benefício Suplementar Proporcional Saldado), na modalidade de Benefício definido.

O custeio do plano é determinado pelo regulamento através das contribuições dos participantes, aposentados e patrocinadores. A Controlada designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuaría independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que eles representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados, obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 110/2022. Durante este processo, todas as premissas atuariais foram revisadas. A avaliação atuarial adotou o método do crédito unitário projetado e o ativo líquido do plano é avaliado pelo valor justo.

As obrigações com a Vivest (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de pensão e aposentadoria.

24.3.2. Conciliação dos ativos/passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

	2025	2024
Obrigação de benefício definido	(351.375)	(365.454)
Valor justo do ativo do plano	435.908	412.585
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	(84.533)	(47.131)
Passivo reconhecido no balanço patrimonial	—	—

No exercício de 2024, a Controlada Rio Paranapanema Energia reverteu o saldo em seu passivo de longo prazo de R\$ 4.490 em contrapartida ao patrimônio líquido (outros resultados abrangentes), conforme estabelecido pelo CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados, devido a alteração do limite máximo reconhecido de ativo/passivo oneroso e para o exercício de 2025 considerando as metodologias e hipóteses mandatórias para apuração da provisão, para fins contábeis, o plano apresentou um superávit conforme quadro acima, não havendo necessidade de reconhecimento de saldo em seu balanço.

24.3.3. Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial

	2025	2024
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	—	4.490
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(4.377)	1.609
Contribuições da empresa realizadas no exercício	(929)	(1.139)
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes ("OCI") (*)	52.436	(4.960)
Valor líquido do (passivo)/ativo de benefício definido a partir do final do ano	47.130	—

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

24.3.4. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	2025	2024
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	365.454	409.204
Custo do serviço corrente	2.593	2.808
Custo do serviço	866	1.040
Contribuição de participante	1.727	1.768
Custo dos juros	38.961	39.196
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Redimensionamento da obrigação	(22.130)	(52.981)
Obrigação de benefício definido no final do ano	351.375	365.454

24.3.5. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	2025	2024
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	412.585	404.714
Rendimento real dos ativos	54.170	37.736
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	44.204	38.627
Rendimento do valor justo do ativo do plano	9.966	(891)
Contribuições no exercício	2.656	2.908
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Valor justo dos ativos no final do exercício	435.908	412.585

24.3.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	2025	2024
Custo do serviço corrente	866	1.040
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	38.961	39.196
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(44.204)	(38.627)
Total	(4.377)	1.609

24.3.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	2025	2024
Saldo no início do exercício		
Efeito da alteração de premissas financeiras	(12.008)	(39.660)
Efeito da alteração de premissas demográficas	(11.158)	172
Efeito da experiência do plano	1.036	(13.494)
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(9.966)	891
Alteração do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso no final do ano (*)	84.532	47.131
Saldo no final do exercício	52.436	(4.960)

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

24.3.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

24.3.8.1. Hipóteses econômicas

	2025	2024
Taxa nominal de desconto (*)	11,53 % ao ano	11,12 % ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	11,53 % ao ano	11,12 % ao ano
Taxa nominal de crescimento salarial	6,60 % ao ano	6,60 % ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,00 % ao ano	4,00 % ao ano
Taxa de inflação estimada no longo prazo	4,00 % ao ano	4,00 % ao ano
Fator de capacidade		
Salários	100,00%	100,00%
Benefícios	100,00%	100,00%

(*) Utilização de taxas nominais.

24.3.8.2. Hipóteses demográficas

	2025	2024
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	UP-84M Modificada suav. Em 60%	Mercer Disability suav. Em 50%
Mortalidade de inválidos	AT - 49 Masculina agravada em 10%	AT - 49 Masculina agravada em 10%
Composição familiar	75% casados, mulher 5 anos mais jovem que homem	Funesp 2014
Idade de aposentadoria	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres
	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos
Taxa de crescimento salarial	2,22%	2,22%
Rotatividade	Experiência Plano Paranapanema 2015 - 2024	ExpR_2023

24.3.9. Dados dos participantes

	2025	2024
Número de Participantes		
Ativos	142	148
Aposentados e pensionistas	264	263
Inválidos	13	13

24.3.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2025 foi de R\$ 351.375, a Controlada Rio Paranapanema Energia realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1p.p., tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto	
	(+1,00 p.p.)	(-1,00 p.p.)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	32.347	(27.701)
Total da Obrigação de Benefício Definido	383.722	323.674
Duration da obrigação (em anos)	8,85	9,40

24.3.11. Estimativa da despesa de benefício definido para o próximo exercício

Custo do serviço corrente	598
Custo dos juros	38.697
Rendimento esperado dos ativos do plano	(38.697)
Custo da obrigação de benefício definido	598

24.3.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Controlada Rio Paranapanema Energia para o exercício de 2025 é de R\$ 1.014 (R\$ 1.872 em 31 de dezembro de 2024).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

1 ano	31.489
Entre 2 e 5 anos	137.939
Entre 5 e 10 anos	201.451

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

25.1. Capital social subscrito e integralizado

As ações ordinárias compõem o patrimônio líquido e conferem direito a voto e participação nos resultados do Grupo. Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, o capital subscrito e integralizado do Grupo é de R\$ 11.670.895, equivalentes a 992.653.503 (novecentos e noventa e dois milhões, seiscentas e cinquenta e três mil e quinhentas e três) de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, totalmente subscritas, assim distribuídas dentre os acionistas:

	2025 e 2024	%
Ações ordinárias	985.069.630	99,24
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L.	7.583.873	0,76
China Three Gorges Latam Holding S.A.R.L.	992.653.503	100,00

25.2. Reservas de lucros

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

25.3. 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 do Grupo.

25.4. Destinação dos lucros acumulados no exercício

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	1.820.380	1.500.118
Constituição da reserva legal	(91.019)	(75.005)
Base de cálculo dos dividendos	1.729.361	1.425.113

Distribuições

Dividendos	427.000	520.500
JSCP	490.000	476.000
	917.000	996.500
Distribuições mínimas obrigatória (25%)	432.340	356.278
Distribuições adicionais	484.660	640.222

Deliberação

AGE de 23/12/2025		
AGE de 17/12/2025		

25.5. Custo atribuído

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, outros resultados abrangentes.

25.6. Participação de acionistas não controladores

A participação total dos acionistas não controladores no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 é composta por:

- i. Rio Paraná Energia (Controlada) correspondente à R\$ 3.645.832;
- ii. Rio Paranapanema Participações (Controlada) correspondente à R\$ 453.503;
- iii. Rio Paranapanema Energia (Controlada indireta) correspondente à R\$ 47.276.





CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

26. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA			
26.1. Política contábil			
26.1.1. 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 do Grupo. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, dos abatimentos e dos descontos concedidos.			
O Grupo reconhece a receita quando:			
i. O valor da receita pode ser mensurado com segurança;			
ii. É provável que benefícios econômicos futuros fluirão para o Grupo;			
iii. Quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades do Grupo, 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. O Grupo baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.			
O Grupo 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 Diretoria do Grupo, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações. O Grupo reconhece as receitas de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, que estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador e classifica em contratos bilaterais, de leilão, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração do Grupo, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.			
26.1.2. Receita de geração e comercialização 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 do Grupo.			
26.1.3. Receita de geração no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)			
26.1.3.1. Regime cotas			
O valor da Receita Anual de Geração (RAG) pelo regime de cotas está previsto no contrato de concessão da controlada Rio Paraná, que é recebida/auferida pela disponibilização das instalações da infraestrutura. Não depende da sua utilização pelos usuários do sistema nem está sujeita ao MRE. Compõe esse grupo, a receita de manutenção visando a não interrupção da disponibilidade de energia e, quando aplicável, a receita de construção da infraestrutura de concessão.			
A RAG é composta pelas seguintes partes:			
• GAG (Gestão de Ativos de Geração): parcela associada ao custo da gestão dos ativos de geração, incluído os investimentos em melhorias a serem executadas ao longo da concessão			
• Reembolsos da Tust, Tustd, encargos de conexão, compensação financeira, taxa de fiscalização e PDI: são custos proporcionais a RAG, que estão sendo apresentados de forma líquida.			
26.1.3.2. Leilões de Energia Existente			
Contratos negociados no ambiente de contratação regulado, onde a comercialização de energia elétrica ocorre intermediada por leilões públicos promovidos pelo governo federal, com regras definidas principalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Podem ser contratos de curto e longo prazo acordo com a seu edital.			
26.1.4. Receita de ativos financeiros			
Os ativos financeiros de concessão representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros, equivalente ao reembolso de 65% do valor pago pelo direito de concessão.			
Esses ativos são remunerados mensalmente pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.			
	Consolidado		
	2025	2024	
Receita operacional bruta			
Contratos ACL	2.492.818	2.359.984	
Contratos ACR	1.927.761	1.740.770	
Comercialização de energia	334.343	389.514	
Mercado de curto prazo (MCP)	628.227	234.881	
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	14.035	24.744	
	5.397.184	4.749.893	
Receita de ativos financeiros			
Juros e atualização monetária	1.716.901	1.713.864	
	1.716.901	1.713.864	
Total receita operacional bruta			
Deduções à receita operacional			
PIS e COFINS	(627.197)	(563.586)	
ICMS	(49.802)	(37.177)	
Pesquisa em desenvolvimento (PDI)	(28.454)	(26.713)	
	(705.453)	(627.476)	
	6.408.632	5.836.281	

27. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA, COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE			
27.1. Energia elétrica vendida			
	Consolidado		
	2025	2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Contratos ACL	15.731.328	2.492.818	12.820.466
Contratos ACR	15.964.812	1.927.761	15.400.695
Comercialização de energia	1.724.289	334.343	3.305.468
Mercado de curto prazo (MCP)	2.497.705	628.227	2.314.646
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	915.765	14.035	1.038.441
	36.833.899	5.397.184	34.879.716
			4.749.893
(*) Não auditado pelos auditores independentes			
27.2. Energia elétrica comprada			
	Consolidado		
	2025	2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Contratos ACL	4.041.046	605.234	1.017.423
Comercialização de energia	1.782.576	295.824	3.342.026
Mercado de curto prazo (MCP)	287.480	43.018	351.269
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	598.851	13.725	1.975.606
(-) Crédito de PIS	—	(16.278)	—
(-) Crédito de COFINS	—	(74.979)	—
	6.709.953	866.544	6.686.324
			573.473

	Consolidado		
	2025	2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Contratos ACL	15.731.328	2.492.818	12.820.466
Contratos ACR	15.964.812	1.927.761	15.400.695
Comercialização de energia	1.724.289	334.343	3.305.468
Mercado de curto prazo (MCP)	2.497.705	628.227	2.314.646
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	915.765	14.035	1.038.441
	36.833.899	5.397.184	34.879.716
			4.749.893

	Consolidado		
	2025	2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Contratos ACL	4.041.046	605.234	1.017.423
Comercialização de energia	1.782.576	295.824	3.342.026
Mercado de curto prazo (MCP)	287.480	43.018	351.269
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	598.851	13.725	1.975.606
(-) Crédito de PIS	—	(16.278)	—
(-) Crédito de COFINS	—	(74.979)	—
	6.709.953	866.544	6.686.324
			573.473

	Consolidado		
	2025	2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)
Contratos ACL	4.041.046	605.234	1.017.423
Comercialização de energia	1.782.576	295.824	3.342.026
Mercado de curto prazo (MCP)	287.480	43.018	351.269
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	598.851	13.725	1.975.606
(-) Crédito de PIS	—	(16.278)	—
(-) Crédito de COFINS	—	(74.979)	—
	6.709.953	866.544	6.686.324
			573.473

	Consolidado		
	2025	2024	
Tust	460.200	434.280	
Tustd	45.307	44.676	
Encargos de conexão	528	468	
(-) Crédito de PIS	(7.422)	(7.620)	
(-) Crédito de COFINS	(34.188)	(35.098)	
	464.425	436.706	

28. RESULTADO FINANCEIRO			
28.1. 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, variações cambiais, juros entre outras.			
	Controladora		Consolidado
	2025	2024	2025
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	50.767	34.381	298.338
Variações monetárias	4.509	3.376	88.814
Depósitos judiciais	1	(5)	64.250
Uso do bem público (UBP)	—	—	1.696
Atualização de créditos tributários	4.508	3.381	5.581
Inadimplência CCEE	—	—	1.089
Liminares CCEE	—	—	15.517
Outras	—	—	681
Ganho com variação cambial	101.931	24.541	233.368
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	—	120.559	—
Compensação financeira	—	—	1.200
Ajuste a valor presente (AVP)	—	—	356
Ajuste a valor presente do UBP	—	—	352
AVP Licença ambiental	—	—	4
(-) PIS e COFINS	(72.518)	(59.893)	(94.809)
Outras receitas financeiras	13	(28)	304
	84.702	122.936	526.371

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Despesas				
Juros	(219.857)	(35.541)	(487.519)	(304.231)
Debêntures	(208.471)	(1.579)	(421.568)	(174.089)
(-) Recuperação de juros de debêntures	6.820	—	6.820	—
Empréstimos	—	—	(24.270)	—
Financiamentos	—	—	(16.445)	(20.346)
Partes relacionadas	(18.206)	(33.962)	(31.982)	(109.718)
Outros	—	—	(74)	(78)
Variações monetárias	(6.814)	(242)	(59.455)	(52.168)
Uso do bem público (UBP)	—	—	(3.008)	(5.594)
Liminares CCEE	—	—	(11.206)	(10.511)
Provisões para riscos	(4)	(1)	(3.797)	(6.232)
Debêntures	—	—	(1.974)	(7.075)
Financiamentos	—	—	(5.067)	(2.090)
Outras	(6.810)	(241)	(34.403)	(20.666)
Perda com variação cambial	(5.200)	(239.760)	(7.940)	(601.666)
Instrumentos financeiros derivativos - NDF	(78.003)	—	(78.003)	—
Despesas plano de pensão	—	—	(866)	(1.609)
Carta fiança	(2.025)	(4.217)	(2.025)	(4.217)
Ajuste a valor presente (AVP)	—	—	(175.245)	(274.482)
Ajuste a valor presente do UBP	—	—	(2.954)	(247)
Atualização/AVP de provisão de grandes reparos	—	—	(163.510)	(274.235)
AVP Licença ambiental	—	—	(2.126)	—
AVP Descomissionamento de ativos	—	—	(6.655)	—
Outras despesas financeiras	(3.046)	(1.755)	(9.027)	(6.145)
	(314.945)	(281.515)	(820.080)	(1.244.518)
	(230.243)	(158.579)	(293.709)	(822.609)

Resultado financeiro líquido

29. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E TRIBUTOS DIFERIDOS

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

29.1.1. 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:

	Controladora		2024		
	2025	2024	2025	2024	
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL
	25%	9%	34%	25%	9%
	(456.432)	(164.315)	(620.747)	(375.000)	(135.000)
					34%
Resultado antes do IRPJ e CSLL					
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL					
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação					
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva					
Equivalência patrimonial de controladas	499.647	179.873	679.520	438.947	158.021
Juros sobre capital próprio (JSCP)	(66.548)	(23.957)	(90.505)	(38.127)	(13.726)
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	23.907	8.607	32.514	(23.407)	(8.427)
Incentivos fiscais	141	—	141	72	—
Outras (adições) permanentes, líquidas	(4.602)	(1.667)	(6.269)	(2.510)	(911)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(3.887)	(1.459)	(5.346)	(25)	(43)
IRPJ e CSLL correntes	3.887	1.459	5.346	25	43
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	3.887	1.459	5.346	25	43
Ajustes correntes - exercícios anteriores	—	—	—	(244)	(87)
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	—	—	—	107	39
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	3.887	1.459	5.346	(112)	(5)
Alíquota efetiva	0,2%	0,1%	0,3%	0,0%	0,0%

	Consolidado					
	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL	3.546.783			3.017.957		
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(886.696)	(319.210)	(1.205.906)	(754.489)	(271.616)	(1.026.105)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controladas/coligadas	15.254	5.491	20.745	35.382	12.738	48.120
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos (*)	—	—	—	39.023	14.048	53.071
Juros sobre capital próprio (JSCP)	207.002	74.521	281.523	182.633	65.747	248.380
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa sem constituição de IRPJ e CSLL diferido	8.146	2.933	11.079	(11.930)	(4.297)	(16.227)
Doações Incentivadas	20.703	—	20.703	18.324	—	18.324
Mais-valia	(17.030)	(6.131)	(23.161)	(15.312)	(5.512)	(20.824)
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	6.070	1.513	7.583	2.395	578	2.973
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	23.907	8.607	32.514	(22.127)	(7.967)	(30.094)
Incentivos fiscais	253	—	253	202	—	202
Adesão ao programa Litígio Zero (**)	—	—	—	(5.263)	(1.895)	(7.158)
Outras (adições) permanentes, líquidas	(11.330)	(4.143)	(15.473)	(9.520)	(3.499)	(13.019)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(633.721)	(236.419)	(870.140)	(540.682)	(201.675)	(742.357)
IRPJ e CSLL correntes	405.593	154.294	559.887	499.803	186.960	686.763
IRPJ e CSLL diferidos	228.128	82.125	310.253	40.879	14.715	55.594
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	633.721	236.419	870.140	540.682	201.675	742.357
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(4.394)	820	(3.574)	(440)	(87)	(527)
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	—	—	—	107	39	146
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	629.327	237.239	866.566	540.349	201.627	741.976
Alíquota efetiva	17.9%	6.7%	24.5%	17.9%	6.7%	24.6%



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

	Consolidado					
	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Reserva especial - Reorganização societária - Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia	(6.513)	(2.345)	(8.858)	(6.513)	(2.345)	(8.858)
Ajuste atuarial plano de pensão	(3.811)	(1.372)	(5.183)	(3.811)	(1.372)	(5.183)
Ajuste a valor presente do UBP	(2.912)	(1.048)	(3.960)	(7.943)	(2.859)	(10.802)
AVP Licença ambiental	(2.533)	(911)	(3.444)	—	—	—
Instrumentos financeiros derivativos	—	—	—	(552)	(199)	(751)
Total bruto	(2.042.694)	(735.372)	(2.778.066)	(1.914.609)	(689.261)	(2.603.870)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	619.324	222.956	842.280	734.949	264.582	999.531
Total	(1.423.370)	(512.416)	(1.935.786)	(1.179.660)	(424.679)	(1.604.339)
Imposto diferido líquido	(1.294.728)	(467.257)	(1.761.985)	(1.067.188)	(385.344)	(1.452.532)

O Grupo 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	54.148	64.933	62.627	53.542	68.689	712.142	1.016.081
Imposto diferido passivo	(128.507)	(129.572)	(129.322)	(122.880)	(113.439)	(2.154.346)	(2.778.066)
Imposto diferido líquido	(74.359)	(64.639)	(66.695)	(69.338)	(44.750)	(1.442.204)	(1.761.985)

30. 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:

Numerador	Controladora	
	2025	2024
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro líquido do exercício	1.820.380	1.500.118
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	992.653	992.653
Resultado básico e diluído por ação	1,83385	1,51122

31. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

31.1. Política contábil
O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva Estatutária avaliam o desempenho de seus segmentos de negócio, considerando como principal indicador o lucro líquido ajustado dos efeitos líquidos do reconhecimento contábil da variação cambial ("Lucro líquido ajustado").
Os segmentos operacionais definidos pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva Estatutária são os seguintes, tendo como premissas de segregação suas atividades principais:
Geração: Companhias que possuem como atividade principal a geração e comercialização de energia elétrica, tendo suas concessões regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel e MME.
Comercialização: Companhias que possuem como atividade principal a comercialização de energia a consumidores livres.
Administração/outras: Companhias com características de holding onde a principal atividade é a participação em outras sociedades empresariais e prestação de serviços para as empresas do Grupo no Brasil.
As informações referentes aos ativos e passivos totais por segmentos não são apresentadas, pois não compõe o conjunto de informações disponibilizadas aos Diretores da Companhia que, por sua vez, tomam decisões sobre investimentos e alocação de recursos considerando essas informações em bases consolidadas.
Para o cálculo dos indicadores de performance, o Conselho de Administração e Diretoria Executiva Estatutária considera, para a Controlada Rio Paraná as informações constantes das Demonstrações Financeiras Regulatórias ao invés das informações em conformidade com o IFRS/CPC, uma vez que, pelo modelo do contrato de concessão no regime de quotas e, consequentemente, a aplicação das regras contábeis do ICPC-01/IFRIC-12, há diferenças relevantes no conjunto de informações financeiras desta Controlada, pela tratativa contábil do Ativo Financeiro relativo à Concessão e, também, pelo passivo constituído como provisão para grandes reparos (Projeto de Modernização).
Na DRE, as linhas impactadas pelo tratamento do ICPC-01/IFRIC-12 na Controlada Rio Paraná são:
• Receita Operacional Líquida (R\$ 346 milhões): reconhecimento da remuneração a valor presente da parcela do mercado regulado do contrato de concessão (RBO - Retorno da Bonificação da Outorga) como receita do Ativo Financeiros, sendo a emissão das NFs de venda de energia considerada como a realização desse Ativo Financeiro;
• Depreciação e Amortização (R\$ 261 milhões): (1) amortização do Ativo Intangível de concessão somente da porção do investimento inicial referente à parcela da energia a ser comercializada na modalidade de Mercado Livre (aproximadamente 35%); (2) amortização do Ativo Intangível da provisão para Grandes Reparos referente à melhor estimativa da Companhia para o Projeto de Modernização das Usinas da Controlada;
• Resultado Financeiro Líquido (R\$ 164 milhões): atualização monetária pelo IPCA e IGP-M do passivo referente à provisão para Grandes Reparos, bem como, a tratativa desse passivo a valor presente;
• Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 146 milhões): imposto diferido calculado sobre as diferenças temporárias acima descritas.
Uma vez que estas diferenças supracitadas não produzem o efeito correspondente no caixa da Companhia, acabam por impactar também o indicador de Ebitda. Desta forma, o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva Estatutária também efetuam suas análises gerenciais através do Ebitda ajustado, conforme demonstrado nos quadros abaixo.

Principais Indicadores de Gestão	2025							
	Margem		Comercia-		Margem		Consolidado	
	Geração	%	lização	%	Administração e outros	%	ajustado	%
Receita operacional líquida ajustada	5.521.825	100,0%	540.556	100,0%	—	0,0%	6.062.381	100,0%
Ebitda ajustado	3.960.293	71,7%	155.346	28,7%	70.990	0,0%	4.186.629	69,1%
Lucro líquido ajustado								
antes da variação cambial	2.405.950	43,6%	108.958	20,2%	(217.740)	0,0%	2.297.168	37,9%
Lucro líquido ajustado	2.490.890	45,1%	108.958	20,2%	(217.740)	0,0%	2.382.108	39,3%
Depreciação e amortização	(928.497)	—	—	—	(86.046)	—	(1.014.543)	—
Receita financeira	438.081	—	6.827	—	81.463	—	526.371	—
Despesa financeira	(341.594)	—	(31)	—	(314.945)	—	(656.570)	—
Imposto de renda e contribuição social	(637.393)	—	(53.184)	—	(30.217)	—	(720.794)	—

Principais Indicadores de Gestão	2024							
	Margem		Comercia-		Margem		Consolidado	
	Geração	%	lização	%	Administração e outros	%	ajustado	%
Receita operacional líquida ajustada	5.052.913	100,0%	377.361	100,0%	—	0,0%	5.430.274	100,0%
Ebitda ajustado	4.034.754	79,9%	15.705	4,2%	(84.600)	0,0%	3.965.859	73,0%
Lucro líquido ajustado								
antes da variação cambial	2.440.831	48,3%	(10.877)	-2,9%	(205.605)	0,0%	2.224.349	41,0%
Lucro líquido ajustado	2.234.635	44,2%	(10.877)	-2,9%	(205.605)	0,0%	2.018.153	37,2%
Depreciação e amortização	(846.383)	—	—	—	(78.226)	—	(924.609)	—
Receita financeira	295.093	—	7.290	—	119.526	—	421.909	—
Despesa financeira	(688.756)	—	(10)	—	(281.517)	—	(970.283)	—
Imposto de renda e contribuição social	(560.073)	—	(33.862)	—	(22.318)	—	(616.253)	—

Lucro líquido societário	2025		2024	
	2.680.217	2.275.981	2.382.108	2.018.153
	(298.109)	(257.828)	4.593.895	4.514.054
Lucro líquido ajustado	2.382.108	2.018.153	4.593.895	4.514.054
Ebitda societário RCVM 156/2022	(346.251)	(406.665)	(346.251)	(406.665)
Ajustes GAAP (Societário vs. Regulatório) na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	(346.251)	(406.665)	(346.251)	(406.665)
Resultado de equivalência patrimonial das investidas	(346.251)	(406.665)	(346.251)	(406.665)
Ebitda ajustado RCVM 156/2022	4.186.629	3.965.859	4.186.629	3.965.859
	2025	2024	2025	2024
Lucro líquido societário	2.680.217	2.275.981	2.680.217	2.275.981
Imposto de renda e contribuição social	866.566	741.976	866.566	741.976
Resultado financeiro (líquido)	293.709	822.609	293.709	822.609
Depreciação e amortização	753.403	673.488	753.403	673.488
Ebitda societário RCVM 156/2022	4.593.895	4.514.054	4.593.895	4.514.054
	2025	2024	2025	2024
Receita líquida societária	6.408.632	5.836.281	6.408.632	5.836.281
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01	(346.251)	(406.007)	(346.251)	(406.007)
Receita líquida ajustada	6.062.381	5.430.274	6.062.381	5.430.274

32. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

32.1. 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.
32.2. Classificação
O Grupo pode classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:
i. Mensurados ao valor justo através do resultado;
ii. Mensurados ao custo amortizado;
iii. Mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.
A Diretoria 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.
32.3. Reconhecimento e mensuração
As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação - data na qual o Grupo 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 o Grupo tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.
32.4. 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.
32.5. Mensuração do valor justo na data da aquisição
O Grupo 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 Grupo 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 do Grupo 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 do Grupo estão descritos na nota explicativa nº 4.
Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, o Grupo 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 o Grupo cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.
32.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial
32.6.1. Considerações gerais
O Grupo 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 do grupo estão representados por:

Natureza	Hierarquia do valor justo	Classificação	Consolidado			
			2025		2024	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos		Custo amortizado	—	1.016	1.016	1.575
Aplicações financeiras		Valor justo por meio do resultado	Nível 2	877.940	877.940	2.740.589
		Valor justo por meio do resultado	Nível 2	23.142	23.142	26.859
Clientes		Custo amortizado	—	769.725	769.725	604.811
Ativo financeiro vinculado à concessão		Custo amortizado	—	12.998.025	12.998.025	12.651.773
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)		Custo amortizado	—	6.026	6.026	25.647
Depósitos judiciais		Custo amortizado	—	765.871	765.871	707.607
Instrumentos financeiros derivativos		Valor justo por meio do resultado	Nível 2	—	—	122.768
			15.441.745	15.441.745	16.881.629	16.881.629
Passivos financeiros						
Fornecedores		Custo amortizado	—	856.261	856.261	855.002
Encargos setoriais		Custo amortizado	—	135.835	135.835	133.945
Empréstimos		Custo amortizado	—	674.204	674.204	—
Financiamentos		Custo amortizado	—	180.198	180.198	227.754
Debêntures		Custo amortizado	—	3.740.732	4.426.211	2.829.033
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)		Custo amortizado	—	3.731.264	3.731.264	3.080.474
Uso do bem público (UBP)		Custo amortizado	—	37.813	37.813	37.788
Partes relacionadas		Custo amortizado	—	4.642	4.642	3.241.447
			9.360.949	10.046.428	10.405.443	10.701.710

32.7. Instrumentos financeiros derivativos
32.7.1. Política contábil
Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que um contrato de derivativos é celebrado e são, subsequentemente, remensurados ao seu valor justo no final de cada mês. O ganho ou a perda resultante é reconhecido no resultado imediatamente a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*, em cujo caso a data de reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge*.
A Companhia designa NDF (*Non Deliverable Forward*) como *hedge* para os fluxos de caixa para uma estrutura de *hedge* de componentes de risco de empréstimo *intercompany*.
No início do relacionamento de *hedge*, a Companhia documenta a relação econômica entre os instrumentos de *hedge* e os itens protegidos, incluindo mudanças nos fluxos de caixa dos instrumentos de *hedge* que devem compensar as mudanças nos fluxos de caixa dos itens protegidos por *hedge*.
A Companhia documenta seu objetivo e estratégia de gerenciamento de risco para a realização de suas operações de *hedge*. Mudanças no valor justo de qualquer instrumento derivativo que não se qualifique para contabilização de *hedge* são reconhecidas imediatamente no resultado e estão incluídas em resultado financeiro.
A Companhia estima o valor justo dos derivativos através de metodologia própria de marcação a mercado, partindo de cotações divulgadas em mercados ativos, sendo reconhecido o ganho ou a perda acumulada no instrumento de *hedge* desde o início de sua utilização. Os valores justos dos instrumentos financeiros derivativos designados nas relações de *hedge* são divulgados ao longo da Demonstração Financeira.
32.7.1.1. Contabilidade de Hedge (Hedge Accounting)
A Companhia designa suas operações sujeitas a *hedge accounting* com objetivo de proteção de fluxo de caixa, referente às suas exposições a riscos de variação do câmbio referente ao principal da divida.
A Companhia utiliza instrumentos financeiros, mais especificamente, *Non Deliverable Forward* - NDFs - Contrato a Termo, como instrumento de proteção da sua exposição ao empréstimo *intercompany*, e a prática vigente é de contratar exclusivamente junto a bancos de grande porte, de forma que o risco de crédito não seja relevante para a relação de *hedge*.
A Companhia adota o CPC 48 - Instrumentos Financeiros como prática contábil para contabilidade de *hedge* com o objetivo minimizar qualquer tipo de descasamento do resultado do exercício, onde, a Companhia formaliza em seus controles de *hedge* a relação econômica entre item protegido e instrumento de *hedge*, índice de *hedge* e teste de efetividade prospectivo.
32.7.2. Contratos de Hedge
A Companhia celebrou contratos de derivativos na modalidade NDF conforme a seguir:
Em 29 e 30 de janeiro de 2024, com o banco Deutsche Bank S.A., dois contratos com preço futuro fixado da moeda CNH (Yuan Chinês) a uma taxa média de CNH/R\$ 0,7285, referente as tranche de CNH 500 milhões cada para o Empréstimo I.
Em 20 de março e 1º de abril de 2025, com o Banco BOCOM BBM S.A. dois contratos com preço futuro fixado da moeda CNH às taxas de CNH/BRL 0,8233 e 0,8199, referentes às tranches de CNH 400 milhões cada. Em 2 de abril de 2025, com o Banco Deutsche Bank S.A., um contrato com preço futuro fixado da moeda CNH à taxa de CNH/BRL 0,8186, referente à tranche de CNH 200 milhões para o Empréstimo II.
Ambos os empréstimos contraídos junto à sua acionista controladora, China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.À.R.L. conforme nota explicativa nº 22.4.2 e foram liquidados durante o exercício de 2025. A operação teve como objetivo proteger a Companhia contra o risco cambial, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Instrumentos	Moeda Referencial	Contraparte	Data de início	Data de vencimento	Valor-base (moeda estrangeira)	Ajuste MTM	Efeito do Hedge no Patrimônio líquido	Efeito do Hedge no resultado financeiro
<i>Non Deliverable Forward</i> - NDF	CNH/BRL	Deutsche Bank S.A.	29/01/2024	13/01/2025	517.064	—	(753)	(8.787)
<i>Non Deliverable Forward</i> - NDF	CNH/BRL	Deutsche Bank S.A.	30/01/2024	13/01/2025	517.064	—	(705)	(8.216)
<i>Non Deliverable Forward</i> - NDF	CNH/BRL	BANCO BOCOM	20/03/2025	09/09/2025	411.260	(25.264)	—	(41.058)
<i>Non Deliverable Forward</i> - NDF	CNH/BRL	BANCO BOCOM	01/04/2025	09/09/2025	413.651	(24.004)	—	(39.011)
<i>Non Deliverable Forward</i> - NDF	CNH/BRL	Deutsche Bank S.A.	02/04/2025	09/09/2025	206.825	11.733	—	19.069
					2.065.864	(37.535)	(1.458)	(78.003)

BRL - Real brasileiro

33. SEGUROS

O Grupo mantém contratos de seguros 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:

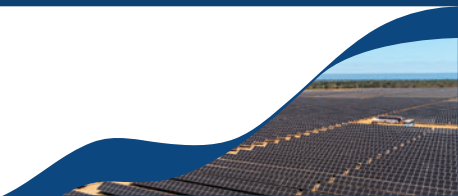
Apólices	Vencimento	Limite máximo de indenização (*)
Cobertura operacional		
Risco operacional	04/08/2025 a 04/08/2026	1.000.000
Responsabilidade civil	04/08/2025 a 04/08/2026	140.000
Responsabilidade civil ambiental	04/08/2025 a 04/08/2027	110.000
Responsabilidade civil para diretores e executivos	08/12/2025 a 08/12/2026	150.000
Cobertura Arinos Energias Renováveis		
Risco operacional	04/09/2025 a 04/09/2026	1.186.666
Construção Serra da Palmeira Energias Renováveis		
Risco de engenharia	27/12/2023 a 30/04/2028	4.054.000
Responsabilidade civil	15/09/2023 a 30/04/2026	100.000

(*) Não auditados pelos auditores independentes.



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)			
★ continuação			
34. TRANSAÇÕES NÃO CAIXA			
	Consolidado		
	2025	2024	
Provisão para descomissionamento de ativos	52.712	—	
Provisão para licença ambiental	74.750	—	
Compensação de adiantamentos de imobilizado	301.428	—	
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	58.109	61.154	
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	(19.757)	(20.792)	
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	4.490	
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	(1.526)	
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	142	597	
Imposto de renda e contribuição social diferido sobre resultado atuarial	(48)	(204)	
Hedge de fluxo de caixa	(2.209)	2.209	
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	751	(751)	
DECLARAÇÃO DA DIRETORIA			

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, os membros da Diretoria da CHINA THREE GORGES BRASIL ENERGIA S.A. ("Companhia"), sociedade por ações, inscrita no CNPJ sob o nº 19.014.221/0001-47, com sede na Rua Funchal, nº 418, 3º andar, sala 1, Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, declaram que:

(i) reviram, discutiram e concordam com a emissão das demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025; e

(ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., auditores independentes da Companhia, relativamente às demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025.

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva - Diretor	São Paulo, 25 de fevereiro de 2026	Evandro Leite Vasconcelos - Diretor
RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO E PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA, RISCOS E PARTES RELACIONADAS ESTATUTÁRIO		

INTRODUÇÃO

O Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas ("COAUD" e/ou "Comitê") da China Three Gorges Brasil Energia S.A. ("Companhia"), órgão estatutário de assessoramento que se reporta diretamente ao Conselho de Administração, foi instituído pela Reunião do Conselho de Administração ("BCA") realizada em 24 de novembro de 2022, conforme previsto no art. 24 do Estatuto Social da Companhia e no art. 22 do Regulamento do Novo Mercado.

A elaboração do presente documento atende ao art. 26, (vi) do Estatuto Social da Companhia e ao art. 22, parágrafo 1º do Regulamento do Novo Mercado.

FINALIDADE DO COMITÊ DE AUDITORIA, RISCOS E PARTES RELACIONADAS

Assessorar o Conselho de Administração da Companhia no que concerne ao exercício de suas funções de auditoria e supervisão (i) dos processos de apresentação de relatórios contábeis e financeiros; (ii) dos processos de controles internos, avaliação e monitoramento de riscos e gerenciamento de *compliance*; (iii) das atividades dos auditores internos e auditores externos independentes; e (iv) demais competências atribuídas ao Comitê, de acordo com o disposto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas ("Regimento Interno").

COMPOSIÇÃO DO COMITÊ DE AUDITORIA, RISCOS E PARTES RELACIONADAS

Durante o exercício social de 2025, o Comitê foi composto pelos seguintes membros:

- Maria Carolina Ferreira Lacerda - Coordenadora (Conselheira de Administração Independente);
- Raul Calfat - Membro (Conselheiro de Administração Independente);
- Maria Helena Pettersson - Membro (Especialista em Contabilidade Societária); e
- Junjie Wei - Membro.

PRINCIPAIS ATIVIDADES REALIZADAS NO EXERCÍCIO SOCIAL 2025

Durante o ano de 2025, o Comitê reuniu-se em 9 (nove) ocasiões. As pautas das reuniões foram estabelecidas de acordo com as obrigações regimentais do Comitê. Os principais temas discutidos foram:

- Análise das Demonstrações Financeiras;
- Apresentação dos Resultados dos testes de Controles Internos;
- Apresentação e acompanhamento do Plano Anual de Auditoria Interna;
- Discussão dos Projetos de Riscos e Controles Internos;
- Discussão dos Processos de Segurança de Informação de Dados e Governança;
- Discussão da Carteira de Ações Judiciais da Companhia; e
- Discussão do Programa de *Compliance*.

I. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O Comitê acompanhou e examinou o processo de elaboração das Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025 e procedeu à apreciação do Relatório da Administração, Relatório dos Auditores Independentes e demais documentos destinados à publicação.

O Comitê tomou conhecimento e verificou que as práticas contábeis adotadas pelos gestores responsáveis e auditores independentes durante a elaboração das demonstrações financeiras estão alinhadas às normas e legislações aplicáveis.

O Comitê reuniu-se com os auditores independentes durante o exercício de 2025 para acompanhamento dos trabalhos realizados e avaliou positivamente a performance, qualidade e independência dos auditores externos.

II. AUDITORIA INTERNA E GESTÃO DE RISCOS

O Comitê acompanhou, examinou e discutiu as atividades desenvolvidas pela Auditoria Interna, como o Plano Anual de Auditoria Interna; Resultados dos testes de Controles Internos; Projetos de Riscos e Controles Internos; e Programa de *Compliance*. O Comitê discutiu e recomendou ações para reduzir os riscos da Companhia e aumentar os controles internos.

III. PARTES RELACIONADAS

O Comitê acompanhou, em conjunto com a Administração, as transações com partes relacionadas, a fim de garantir o cumprimento da Política de Transações com Partes Relacionadas da Companhia.

IV. CANAL DE DENÚNCIAS

O Comitê acompanhou o canal de denúncias da Companhia, conforme previsto no Regimento Interno e Estatuto Social da Companhia.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA, RISCOS E PARTES RELACIONADAS

No exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, o Comitê acompanhou, examinou e discutiu as atividades da auditoria independente e considera que as demonstrações financeiras trimestrais e demonstrações contábeis anuais foram elaboradas em conformidade com a legislação brasileira, e recomenda sua aprovação pelo Conselho de Administração.

O Comitê, por fim, recomenda a aprovação do presente Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria, Riscos e Partes Relacionadas Estatutário, referente ao exercício social de 2025, pelo Conselho de Administração da Companhia.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026

Maria Carolina Lacerda - Coordenadora
Raul Calfat - Membro
Junjie Wei - Membro
Maria Helena Pettersson - Membro

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO				
Xinlin Zhang - Membro Efetivo Maria Carolina Lacerda - Membro independente		Yang Yan - Presidente	Raul Calfat - Membro independente João Manuel Veríssimo Marques da Cruz - Membro independente	
DIRETORIA ESTATUTÁRIA				
Xinlin Zhang Diretor-Presidente	Silvio Alexandre Scucuglia da Silva Diretor Executivo e de Relações com Investidores	Evandro Leite Vasconcelos Diretor Executivo	Marcio José Peres Diretor Executivo	Rodrigo Teixeira Egreja Diretor Financeiro
Antônio dos Santos Entraut Junior - Contador - CRC PR-068461/O-1				
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS				

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da China Three Gorges Brasil Energia S.A.

São Paulo, SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da China Three Gorges Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, 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, individual e consolidada, da China Three Gorges Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados 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 individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e às suas controladas, 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 de entidades de interesse público no Brasil. Nós também 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.

Principais Assuntos de Auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Ativo financeiro vinculado à concessão da controlada Rio Paraná

Conforme divulgado na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a controlada Rio Paraná atua como prestadora de serviço de geração de energia elétrica em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência. A Rio Paraná pagou um montante pelo direito de concessão, do qual uma parcela possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda, classificada como ativo financeiro. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo do ativo financeiro vinculado à concessão, registrado no ativo circulante e não circulante, é de R\$12.998.025 mil. Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para definir as premissas de cálculo adotadas, consideramos a mensuração do ativo financeiro vinculado à concessão como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento dos controles internos, do modelo de negócio e da política estabelecida para as contabilizações e as mensurações subsequentes; (ii) a análise das movimentações dos saldos, recálculo sobre o modelo matemático e correspondentes dados e premissas, recálculo do ajuste a valor presente e testes substantivos, em bases amostrais, sobre os recebimentos realizados no exercício.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação do ativo financeiro vinculado à concessão e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa nº 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 tomadas em conjunto.

Provisão para grandes reparos da controlada Rio Paraná

Conforme divulgado na nota explicativa nº 23.2 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, ao adquirir os direitos associados à concessão das usinas de Jupia e Ilha Solteira, a Diretoria, com base nas estimativas de engenheiros, provisionou o valor total que se espera despendar nos reparos necessários à operação das referidas unidades geradoras, de acordo com os requerimentos e níveis de disponibilidade previstos no Edital do Leilão. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo da provisão para grandes reparos, registrado no passivo circulante e não circulante, é de R\$1.873.124 mil.

Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para mensurar a expectativa de desembolsos futuros, consideramos a mensuração da provisão para grandes reparos como um assunto significativo para a nossa auditoria. Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento dos controles internos e dos processos e procedimentos para as contabilizações e as mensurações subsequentes; (ii) a análise retrospectiva relativa aos montantes classificados no circulante e pagos no exercício corrente; (iii) a análise das movimentações dos saldos, recálculo do ajuste a valor presente e testes substantivos, em bases amostrais, sobre os desembolsos realizados no exercício; (iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação da provisão para grandes reparos e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa nº 23.2 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 tomadas em conjunto.

Provisão para riscos da controlada Rio Paranapanema

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 15 e nº 23.5 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a controlada Rio Paranapanema possui estimativa contábil relacionada à provisão para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis, ambientais e regulatórios. A determinação da probabilidade de perda, assim como a definição da exposição à perda, requer o exercício de julgamento significativo da Diretoria, em conjunto com seus assessores jurídicos. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo total da provisão para riscos, líquido dos depósitos judiciais diretamente relacionados, é de R\$106.818 mil, o valor referente aos processos cuja probabilidade de êxito foi considerada possível é de R\$248.279 mil, e o saldo referente à liminar da garantia física é de R\$457.076 mil (passivos regulatórios). Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para definir a probabilidade de perda, a subjetividade para mensurar as provisões e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, com a utilização de conhecimento técnico e análise de jurisprudências, consideramos a mensuração da provisão para riscos como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Dessa forma, nossos principais procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento do processo de reconhecimento da provisão para riscos e divulgação dos processos relevantes; (ii) a confirmação externa com a totalidade dos escritórios advocatícios que patrocinam as causas em base interina e atualização da confirmação externa na data-base de 31 de dezembro de 2025; (iii) a análise e o teste da movimentação dos saldos provisionados; (iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação da provisão para riscos da Companhia e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração da provisão para riscos adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas nº 15 e nº 23.5 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado - DVA referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS Accounting Standards, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

A Diretoria 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 individuais e consolidadas, 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 individuais e consolidadas 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 Diretoria e da Governança pelas Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas

A Diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, a Diretoria 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 Diretoria pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações. Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

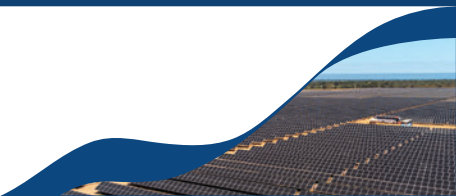
Responsabilidades do Auditor pela Auditoria das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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.



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia S.A.
CNPJ nº 19.014.221/0001-47



★ continuação RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

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 individuais e consolidadas, 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 e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Diretoria, 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 individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras

do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, 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.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8
Renato Vieira Lima
Contador
CRC nº 1 SP 257330/O-5



www.ctgbr.com.br



CTG Brasil



Conheça
mais sobre
a CTG Brasil:



CTG Brasil.

@ctgbrasil ctg.brasil





CTG *Brasil*



Demonstrações Financeiras **2025**

Rio Paranapanema Energia S.A.

www.ctgbr.com.br



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

APRESENTAÇÃO

Senhores acionistas e debenturistas,
A Administração do Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia" ou "Rio Paranapanema"), subsidiária indireta da China Three Gorges Brasil Energia S.A. ("CTG Brasil"), apresenta o relatório das principais realizações e atividades referentes ao exercício de 2025, acompanhado das Demonstrações Financeiras elaboradas em conformidade com a legislação brasileira vigente.
As Demonstrações Financeiras foram submetidas a auditoria independente, conduzida pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. (DTT), em conformidade com as disposições da Resolução CVM nº 162/22. Cumprindo essa mesma norma, destacamos que a empresa de auditoria e seus profissionais vinculados não executaram nenhum serviço que não estivesse relacionado exclusivamente a trabalhos de asseguração, exceto pelos trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados (PPA) relacionados ao relatório de controle patrimonial (RCP) e transações comerciais de compra e venda e com partes relacionadas.
Adicionalmente, a CTG Brasil disponibiliza em seu site institucional o Relatório de Sustentabilidade, preparado de acordo com as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI) e da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB), abrangendo também os indicadores socioambientais definidos pela Aneel.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

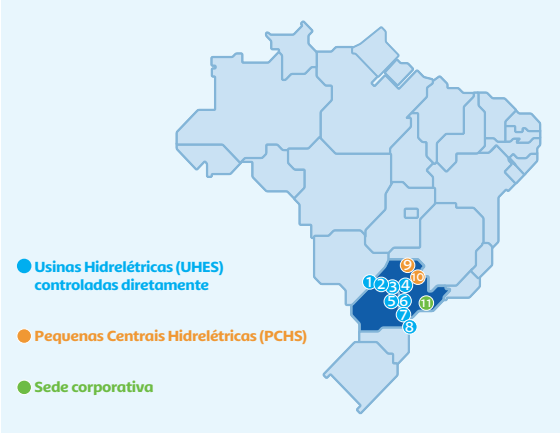
Em 2025, a Paranapanema Energia operou em um cenário caracterizado pela recuperação gradual da economia e por condições financeiras ainda restritivas, especialmente no que se refere ao custo do crédito. Nossa atuação se manteve pautada pela disciplina financeira, pela gestão criteriosa de riscos e pela preservação de uma estrutura de capital sólida, orientada à geração de valor no longo prazo.
A receita operacional líquida alcançou R\$ 1,26 bilhão, avanço de 4,6% em relação a 2024, e a rentabilidade foi mantida, com lucro líquido de R\$ 250,8 milhões. Estes índices refletem um desempenho consistente do negócio ao longo do exercício, preservando a solidez financeira e nossa capacidade de geração de caixa em um ambiente de mercado desafiador. O resultado do exercício, no entanto, foi impactado pela elevação dos custos operacionais e pelo aumento das despesas financeiras, em um contexto de juros ainda elevados, o que se refletiu na redução do Ebitda e das margens. Normalizando efeitos pontuais e não recorrentes no que diz respeito à reversão de provisão de não recuperabilidade de ativos, bem como à reversão e constituição de provisões para riscos, ou seja, desconsiderando esses efeitos registrados em 2024, o Ebitda da Companhia apresentaria variação positiva de R\$ 26,9 milhões, sendo que a margem Ebitda ficaria estável no patamar de 56%.
Mantivemos um elevado padrão de eficiência na gestão de passivos e na captação de recursos. Destaca-se a renovação do *rating* de crédito AAA.br, que reforça a confiança do mercado na qualidade dos nossos ativos e na condução financeira da empresa. Ao longo do exercício, conduzimos operações de financiamento com custos inferiores às taxas de referência do mercado local, o que também reflete a atratividade da Companhia junto às instituições financeiras.
Participamos do leilão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para a repactuação do passivo do sistema associado ao risco hidrológico (GSF - *Generation Scaling Factor*). Como resultado dessa decisão, obtivemos a extensão, por mais quatro anos, do prazo de concessão de duas de nossas usinas hidrelétricas, Capivara e Chavantes, que funcionam como polos regionais e têm papéis estratégicos, por viabilizar sinergias operacionais.
Apresentamos um lance competitivo após análises conduzidas com rigor técnico que refletiu a convicção quanto ao valor dos nossos ativos, à eficiência da operação e à relevância destas usinas para o portfólio da Rio Paranapanema e da CTG Brasil. A iniciativa reafirma o nosso intension de manter nossas concessões e nosso compromisso de longo prazo. Encerramos 2025 com uma posição financeira robusta, estrutura de capital equilibrada e preparados para os desafios associados à renovação de concessões a partir da próxima década. Seguimos confiantes na capacidade da Paranapanema Energia de atuar de forma competitiva, responsável e consistente em um setor em constante transformação.

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva
Diretor-Presidente e Diretor de Relações
com Investidores da Rio Paranapanema Energia S.A.

PERFIL DA COMPANHIA

A Rio Paranapanema Energia S.A., subsidiária indireta da CTG Brasil, é responsável pela gestão e operação de um portfólio composto por dez ativos de geração de energia elétrica. Esse conjunto inclui oito usinas hidrelétricas (UHEs) localizadas ao longo do rio Paranapanema, nos estados de São Paulo e Paraná, além de duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) situadas no rio Sapucaí, nos municípios paulistas de Guará e São Joaquim da Barra. No total, as usinas somam uma capacidade instalada de 2.297,8 megawatts (MW).
A Companhia segue as disposições da Lei das Sociedades por Ações e tem suas ações negociadas na B3. Possui estrutura de governança própria e independente. As atividades de suporte operacional são realizadas por meio de compartilhamento de recursos humanos com a CTG Brasil, nos termos do Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o que proporciona ganhos de eficiência e escala, sem prejuízo da autonomia da Companhia.
As operações da Rio Paranapanema estão vinculadas por diferentes contratos de concessão. O Contrato de Concessão nº 76/1999 contempla as UHEs Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana e o Contrato nº 183/1998 regula os aproveitamentos hidrelétricos das UHEs Canoas I e Canoas II. Nesse contrato, a Rio Paranapanema detém 49,7% da energia gerada, enquanto os 50,3% restantes são de titularidade da Companhia Brasileira de Alumínio (CBA). Há, ainda, as Resoluções Autorizativas nº 549/2002 e nº 706/2002, que regulam as PCHs Retiro e Palmeiras, respectivamente.

MAPA DE OPERAÇÕES



DIRETRIZES DE ATUAÇÃO

A ética e a integridade seguem como valores essenciais para a Rio Paranapanema, promovidas de forma contínua por meio do Programa Corporativo de Compliance. Todos os colaboradores participam regularmente de treinamentos que reforçam a adesão ao Código de Ética e Conduta, contribuindo para um ambiente de trabalho alinhado às melhores práticas, às políticas internas e à legislação vigente. Esses treinamentos também abrangem a Lei Geral de Proteção de Dados (Lei nº 13.709/2018), garantindo que todos estejam atualizados quanto às normas que regem o tratamento de dados pessoais na Companhia.
Em 2025, a Rio Paranapanema teve cinco das suas sete certificações ISO renovadas para um ciclo de mais três anos (2025/2027), sendo elas:
• ISO 9001 (qualidade)
• ISO 14001 (meio ambiente)
• ISO 45001 (saúde e segurança ocupacional)
• ISO 55001 (gestão de ativos)
• ISO 31000 (gestão de riscos, autodeclaração com avaliação externa)
E as outras tiveram suas certificações mantidas no ano de 2025 (ciclo 2024/2026), sendo elas:
• ISO 37301 (gestão de compliance)
• ISO 37001 (gestão antissuborno)
Resultado de auditorias externas independentes que comprovaram a maturidade e a eficácia dos seus sistemas de gestão. Essas certificações reafirmam o compromisso da Companhia com a excelência, a melhoria contínua e a credibilidade de seus processos, além de posicionar a Rio Paranapanema como referência em governança e responsabilidade corporativa no setor elétrico.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Rio Paranapanema Energia S.A. é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de uso de bem público na categoria de produtora independente de energia elétrica. Atualmente, 3,81% de seu capital social está negociado na B3, sob os códigos GEPA3 e GEPA4. A participação majoritária, correspondente a 96,19%, pertence à Rio Paranapanema Participações S.A., cuja estrutura acionária é composta pela CTG Brasil, com 66,67%, e pela Huikai Clean Energy S.à.R.L., com 33,33%. A governança corporativa da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, pela Diretoria Executiva e pelo Conselho Fiscal, este de caráter não permanente, podendo ser instalado mediante solicitação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária.
De acordo com o Regimento Interno, o Conselho de Administração pode contar com até cinco membros, incluindo um representante eleito pelos colaboradores e um membro independente. Entre suas atribuições está a nomeação dos diretores estatutários, que compõem a Diretoria Executiva, para mandatos de dois anos, com possibilidade de reeleição.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Conselho de Administração	
Nome	Cargo
Márcio José Peres	Presidente
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva	Membro Efetivo
Rodrigo Fernandes Monteiro	Membro Efetivo
Leandro Feltran Barbieri	Membro Efetivo
Marco Antonio Baggio	Membro Suplente
João Luis Campos da Rocha Calisto	Membro Efetivo

Conselho Fiscal	
Nome	Cargo
Marcelo Curti	Presidente
Edgard Raffaelli	Membro Efetivo
Fábio de Carvalho e Mello Curti	Membro Suplente
François Moreau	Membro Efetivo
Luís Antônio Esteves Noel	Membro Suplente

Diretoria Estatutária	
Nome	Cargo
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva	Diretor-Presidente, de Relações com Investidores e de Administração Financeira
Vitor Hugo Lazzareschi	Diretor Executivo
Renato José Baccli Castilho	Diretor Executivo
Rodrigo Teixeira Egreja	Diretor Executivo
Antônio dos Santos Entraut Junior Contador - CRC PR-068461/O-1	

Contrato de concessão Aneel/Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão /autorização	Vencimento concessão /autorização
Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	42,5	22/09/1999	19/04/2032
Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049

COMERCIALIZAÇÃO

O ano de 2025 marcou um ponto de recuperação nos preços de energia no mercado brasileiro. O principal fator para essa valorização foi a mudança na modelagem regulatória, permitindo que os preços horários reflitam explicitamente as variações de oferta e demanda ao longo do dia, considerando a intermitência das fontes solar e eólica e valorizando a flexibilidade dos ativos geradores hidrelétricos.
A Companhia também conseguiu capturar oportunidades de mercado a partir de uma gestão de riscos ágil e eficiente, resultado do conjunto de investimentos feitos nos últimos anos em ferramentas de inteligência de mercado, modelagem de cenários e estratégias de proteção contra riscos hidrológicos e de preço, incorporando aprendizados do mercado financeiro e ampliando a sofisticação das decisões comerciais. Com isso, foi possível otimizar a comercialização tanto no curto quanto no longo prazo, melhorar a previsibilidade de resultados e capturar oportunidades em janelas de preço mais favoráveis, gerando contribuições importantes para as receitas em 2025.
No total de contratos negociados em 2025, a Companhia registrou 247,5 GWh (3,42%) no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 6.985,1 GWh (96,58%) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), totalizando 7.232,66 GWh em energia comercializada, reforçando a solidez e a diversificação de seu portfólio de ativos.

PESSOAS

Ao longo de 2025, a gestão da Companhia identificou impactos reais positivos associados ao fortalecimento da capacitação de pessoas, incluindo desenvolvimento de competências por meio de trilhas e treinamentos (on-line e presenciais); formação de novos talentos com ampliação da empregabilidade; retenção e continuidade organizacional através de oportunidades de crescimento e progressão; fortalecimento da liderança; mobilidade interna com priorização de recrutamento interno; estímulo à educação contínua com subsídios e melhoria de processos; e inovação, com projetos conduzidos por estagiários e profissionais em formação. Esses efeitos se conectam a iniciativas como Programa de Estágio, Programa de Desenvolvimento de Líderes, Programas de Aprendizagem Corporativa, plano de carreira, mapeamento sucessório, movimentações internas, além do Programa de Subsídio Educacional (para graduação e pós-graduação), idiomas e parcerias com instituições de ensino.
Atualmente, a gestão de pessoas e os processos de contratação e promoção baseiam-se em critérios técnicos, de desempenho e na legislação vigente. Abaixo estão as principais métricas, nos termos do Artigo 133, §6º da Lei 6.404/76:

Tabela de Proporcionalidade - 2024		
Gênero	Total empregados	%
Homens	219	88,0
Mulheres	31	12,0
Total	250	100,0

Tabela de Proporcionalidade - 2025		
Gênero	Total empregados	%
Homens	204	88,0
Mulheres	29	12,0
Total	233	100,0

Índice (mulheres/homens) 2024 x 2025			
(M/H)	Total empregados	Contratações	Desligamentos
2024	0,14	0,36	0,30
2025	0,14	0,17	0,10

2024		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 1.286.847,19	R\$ -
Cargos gerenciais	R\$ 487.925,78	R\$ 321.097,11
Cargos administrativos	R\$ 217.038,02	R\$ 162.626,85
Cargos de produção	R\$ 133.156,39	R\$ 106.209,75

2025		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 1.584.570,75	R\$ -
Cargos gerenciais	R\$ 542.721,41	R\$ 343.710,13
Cargos administrativos	R\$ 223.128,77	R\$ 168.020,62
Cargos de produção	R\$ 142.687,11	R\$ 109.404,06

CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL

Em 2025, o Brasil seguiu em recuperação econômica gradual, ainda impactada por juros elevados e custo de capital restritivo. Com isso, o Produto Interno Bruto (PIB) cresceu de forma moderada, desacelerando em relação ao ano anterior, com projeções indicando que ele ficará por volta de 2,5% abaixo dos 3,4% de 2024. O desempenho foi impulsionado pelo agronegócio, enquanto os setores de indústria e serviços tiveram crescimento em ritmo menos acelerado.
A taxa básica de juros (Selic) encerrou o ano em 15% ao ano, mantida em patamares elevados para conter a inflação, que fechou o ano próximo da sua meta, com IPCA de 4,26%, abaixo do registrado em 2024 (4,83%) e abaixo do teto da meta (4,5%). Nesse contexto, a Rio Paranapanema destacou-se por manter um elevado grau de confiança do mercado, refletido no *rating* de crédito AAA e em condições de financiamento mais favoráveis, mesmo diante de um ambiente desafiador. Embora o custo efetivo das captações tenha se mantido elevado em função da Selic, a Companhia realizou emissões com margens reduzidas em relação às taxas de referência.

Indicadores macroeconômicos	Triênio		
	2023	2024	2025
PIB	2,9%	3,4%	2,5%*
IPCA	4,62%	4,83%	4,26%
IGP-M	-3,18%	6,54%	-1,05%
Taxa Selic	11,75%	12,25%	15,0%
Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)	6,55%	7,43%	9,07%
Taxa de Câmbio (USD)	4,8900	6,1920	5,5020

* O valor do PIB 2,5% é a prévia do resultado divulgado em 19/02/2026 pelo IBC-Br (Índice de Atividade Econômica do Banco Central) em 2025. O fechamento oficial não foi divulgado até a publicação deste relatório.

CONTEXTO REGULATÓRIO

A Rio Paranapanema acompanha ativamente as discussões regulatórias que impactam o futuro do setor elétrico, contribuindo em conjunto com associações setoriais e demais agentes do mercado. Entre os temas prioritários está a evolução das regras para renovação das concessões de usinas hidrelétricas, um assunto de interesse direto da Companhia.
Em 2025, a Rio Paranapanema obteve a extensão por mais quatro anos das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, com vencimento agora previsto para 2036. Essa ampliação foi viabilizada por meio da participação no Leilão do GSF (*Generation Scaling Factor*), mecanismo regulatório para equacionar passivos históricos do setor. A Companhia também segue acompanhando atentamente os desdobramentos legislativos e regulatórios relacionados à possibilidade de prorrogação dos contratos das demais usinas do seu portfólio, cujas concessões têm término previsto entre 2032 e 2049. O tema é tratado de forma estratégica no planejamento de longo prazo da Companhia.
Outro eixo relevante da agenda regulatória foi a ampliação do Mercado Livre de energia consolidada pela aprovação da Medida Provisória nº 1.304/2025 e sua conversão na Lei nº 15.269/2025. A medida permitirá que, nos próximos anos, todos os consumidores migrem para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), tendo o direito de escolher seu fornecedor de energia.

Contrato de concessão Aneel/Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão /autorização	Vencimento concessão /autorização
Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	42,5	22/09/1999	19/04/2032
Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049

Proporção salarial 2024 x 2025		
(M/H)	2024	2025
Cargos de diretoria	-	-
Cargos gerenciais	0,66	0,63
Cargos administrativos	0,75	0,75
Cargos de produção	0,80	0,77

Em 2025, a proporção de mulheres no quadro funcional permaneceu estável em relação a 2024 (índice M/H de 0,14), indicando manutenção do nível de representatividade feminina. Observou-se redução proporcional nos desligamentos de mulheres, porém também menor participação feminina nas contratações, o que limitou avanços na composição do quadro.
No que se refere à equidade salarial, persistem diferenças remuneratórias entre homens e mulheres em todas as categorias analisadas. Não houve presença feminina em cargos de diretoria nos dois exercícios. Nos cargos gerenciais e de produção, registrou-se leve ampliação do diferencial salarial, enquanto nos cargos administrativos o índice permaneceu estável.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Em 2025, a Rio Paranapanema manteve sua atuação com foco na excelência operacional, com resultados que reafirmam a confiabilidade e a eficiência dos ativos sob sua gestão. O ano foi marcado por condições hidrológicas estáveis, sem ocorrências críticas de cheias ou secas prolongadas, permitindo uma operação regular e dentro do previsto para os reservatórios.
A geração de energia foi de 7.195 GWh, um crescimento de 5,15% em relação à 2024. As usinas da Companhia mantiveram seus índices de disponibilidade acima dos limites regulatórios estabelecidos pela Aneel, o que assegura a entrega de energia conforme os despachos do Operador Nacional do Sistema (ONS). Esse resultado é fruto de uma estratégia contínua de manutenção, que busca o equilíbrio entre desempenho, risco e custo. O índice de falhas, paradas forçadas, atingiu em 2025 um dos melhores resultados da série histórica, consolidando a Companhia entre os benchmarks do setor. Esses resultados são reconhecidos no ranking regulatório da Aneel, Declaração de Autoavaliação Regulatória e de Desempenho Operacional (DARDO), que evidenciou seis usinas da Rio Paranapanema entre as dez melhores do país. Capivara e Chavantes obtiveram nota geral máxima (100) na avaliação que verifica critérios de Meio Ambiente, Gestão da Operação, Gestão da Manutenção, Operação e Manutenção, Segurança e Indicadores de Desempenho. O órgão regulador avaliou cerca de 150 usinas na fiscalização realizada em 2024, cujos dados foram divulgados em 2025. Além dos avanços em confiabilidade e disponibilidade, destaca-se a atuação da Companhia em segurança operacional. A evolução na cultura de segurança foi reafirmada em 2025, ano em que foram registrados os menores índices de frequência e severidade de acidentes, fruto de ações contínuas de prevenção, treinamentos e amadurecimento institucional.
A automação e a ampliação da teleassistência avançaram de forma consistente no período. O centro de operação da CTG Brasil passou a operar remotamente três novas usinas hidrelétricas: Chavantes, Capivara e Taquaruçu, totalizando seis ativos sob esse modelo. A operação remota fora do horário comercial amplia a eficiência operacional, reduz custos e mantém elevados padrões de segurança, aproveitando-se do uso da tecnologia e a excelência operacional da Companhia.

Geração de energia (GWh)			
Usina	2023	2024	2025¹
UHE Canoas I	439,3	324,7	96,4
UHE Canoas II	400,1	275,7	74,8
UHE Capivara	3.482,8	2.115,0	2.532,0
UHE Chavantes	1.637,7	986,2	1.019,6
UHE Jurumirim	459,9	272,5	296,9
UHE Rosana	1.966,7	1.261,0	1.407,5
UHE Salto Grande	429,0	313,0	299,4
UHE Taquaruçu	2.157,2	1.216,0	1.401,6
PCH Palmeiras	55,4	38,6	33,0
PCH Retiro	71,4	40,1	33,9
Total	11.099,5	6.842,8	7.195,1

1. Em 2025, considera o valor validado pela CCEE. Ele diverge do registrado nas Demonstrações Financeiras, que utiliza um valor estimado para cálculo por conta dos prazos de fechamento e auditoria das informações.





CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



★ continuação

RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO

Índice de disponibilidade 1,2				
Usina	2023	2024	2025	Limite regulatório
UHE Canoas I	97,56%	97,60%	98,02%	94,58%
UHE Canoas II	96,92%	97,42%	98,02%	94,58%
UHE Capivara	98,53%	98,57%	98,48%	94,76%
UHE Chavantes	98,56%	98,38%	99,00%	94,76%
UHE Jurumirim	98,14%	97,92%	97,97%	94,58%
UHE Rosana	97,59%	97,65%	98,07%	94,76%
UHE Salto Grande	97,01%	97,06%	97,58%	94,58%
UHE Taquaruçu	97,72%	98,76%	98,07%	94,76%
Consolidado (média)	98,05%	98,28%	98,07%	94,74%
Total	98,05%	98,28%	98,07%	94,74%

1. O índice de Disponibilidade é calculado através da TEIP e da TEIfa (taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada, respectivamente, considerando 60 valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente). Sua fórmula de cálculo é: ID = (1-TEIP)*(1-TEIfa). Os valores apresentados se referem ao mês de dezembro de cada ano.
2. As PCHs não fazem parte do cálculo do índice de Disponibilidade porque não são operadas pelo ONS e não têm limite.

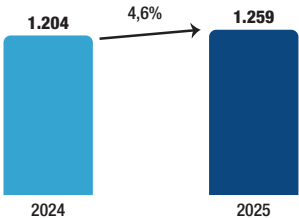
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Nesta 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	1.431.183	1.365.338	4,8%
(-) Deduções à receita operacional	(171.707)	(161.165)	6,5%
Receita operacional líquida	1.259.476	1.204.173	4,6%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(869.694)	(627.393)	38,6%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	389.782	576.780	-32,4%
Ebitda	680.270	843.898	-19,4%
Margem Ebitda - %	54,0%	70,1%	-16,1 p.p.
Resultado financeiro	(73.427)	(44.150)	66,3%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	316.355	532.630	-40,6%
Lucro líquido do exercício	250.847	431.271	-41,8%
Margem líquida - %	19,9%	35,8%	-15,9 p.p.
Quantidade de ações	94.433	94.433	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação	2,65635	4,56695	-41,8%

Ebitda - *Earnings before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*
A receita operacional líquida do ano de 2025 foi de R\$ 1.259,5 milhões, o que representa um crescimento de R\$ 55,3 milhões, ou 4,6%, em relação ao ano anterior. Sobre esse crescimento, vale destacar as seguintes variações na receita bruta:
• Elevação de R\$ 114,2 milhões na receita do mercado de curto prazo (MCP) e mecanismo de realocação de energia (MRE), principalmente em função do acréscimo no preço médio da liquidação das diferenças (PLD) na comparação entre os dois exercícios, além dos efeitos positivos da geração e da modulação ao longo do ano de 2025;
• Elevação de R\$ 28,7 milhões em contratos no ambiente de contratação regulada (ACR), modalidade na qual a Companhia voltou a operar a partir de 2025, em decorrência do 31º Leilão de Energia Existente;
• Redução de R\$ 77 milhões no ambiente de contratação livre (ACL), principalmente em função da redução nos volumes negociados nessa modalidade na comparação entre os dois anos.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)

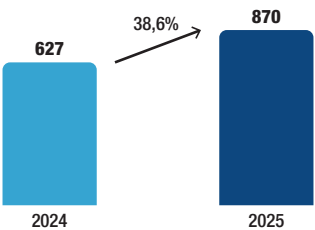


CUSTOS E OUTROS RESULTADOS OPERACIONAIS			
	2025	2024	Variação
Pessoal	(87.210)	(86.753)	0,5%
Material	(10.037)	(7.137)	40,6%
Serviços de terceiros	(41.447)	(40.690)	1,9%
Energia comprada	(129.856)	(116.213)	11,7%
Depreciação e amortização	(290.488)	(267.118)	8,7%
Encargos de uso da rede elétrica	(198.785)	(200.382)	-0,8%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(55.156)	(41.817)	31,9%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(9.572)	(9.157)	4,5%
Seguros	(9.547)	(10.119)	-5,7%
Aluguéis	(449)	(382)	17,5%
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	(18.763)	15.662	-219,8%

CUSTOS E OUTROS RESULTADOS OPERACIONAIS			
	2025	2024	Variação
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	(1.321)	(1.655)	-20,2%
Compartilhamento de despesas	(15.459)	(10.457)	47,8%
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	-	156.093	-100,0%
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	3.296	-	100,0%
Outros	(4.900)	(7.268)	-32,6%
	(869.694)	(627.393)	38,6%

Os custos e outros resultados operacionais apresentaram um crescimento de R\$ 242,3 milhões, quando comparados com o exercício anterior, principalmente em virtude de eventos pontuais e não recorrentes. A respeito dessa variação, vale destacar:
• Evento pontual e não recorrente do ano anterior referente à reversão de perdas pela não recuperabilidade de ativos, na ordem de R\$ 156,1 milhões, referente à provisão constituída na antiga subsidiária Sapucaí-Mirim;
• Na rubrica de provisões para riscos, efeito desfavorável de R\$ 34,4 milhões, principalmente em razão do reconhecimento de provisão acerca de ação de natureza tributária no valor de R\$ 23,8 milhões, após andamentos desfavoráveis em ações similares. Além disso, houve, em 2024, um efeito positivo de R\$ 10,4 milhões relativos à reversão pontual e não recorrente após adesão pela Companhia ao Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF);
• Aumento de R\$ 23,4 milhões na rubrica de depreciação e amortização devido a adição do exercício e recálculo da vida útil, em função da extensão das concessões das usinas hidrelétricas (UHEs) Capivara e Chavantes após êxito no mecanismo concorrencial para negociação de títulos de valores não pagos no MCP;
• Aumento de R\$ 13,6 milhões na rubrica de energia comprada, basicamente em virtude de piora no indicador de risco hidrológico *Generation Scaling Factor* (GSF), bem como da dinâmica do balanço energético para cobertura de lastro dos contratos;
• Aumento de R\$ 13,3 milhões na linha de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, principalmente em razão da atualização acima da inflação da Tarifa Anual de Referência (TAR).

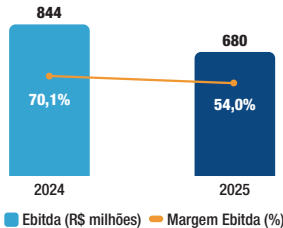
Custos e outros resultados operacionais (R\$ milhões)



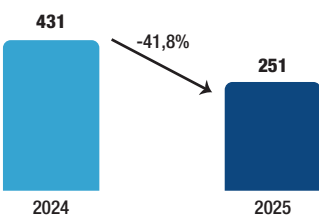
EBITDA E MARGEM EBITDA			
	2025	2024	Variação
Lucro líquido do exercício	250.847	431.271	-41,8%
Imposto de renda e contribuição social	65.508	101.359	-35,4%
Resultado financeiro (líquido)	73.427	44.150	66,3%
Depreciação e amortização	290.488	267.118	8,7%
Ebitda	680.270	843.898	-19,4%
Margem Ebitda	54,0%	70,1%	-16,1 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, do imposto de renda e da contribuição social, da depreciação e da amortização.
A Diretoria da Companhia acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, tratando-se de um indicador 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 medido em 2025 acumulou R\$ 680,3 milhões, o que representa uma redução de R\$ 163,6 milhões, ou -19,4%, quando comparado ao Ebitda apurado no ano de 2024.
Acerca dessa variação, vale destacar os impactos pontuais e não recorrentes do ano anterior, relativos à reversão de provisão de não recuperabilidade de ativos, bem como à reversão e constituição de provisões para riscos. Em bases normalizadas, isto é, desconsiderando os eventos acima mencionados, o Ebitda da Companhia apresentaria variação positiva de R\$ 26,9 milhões, sendo que a margem Ebitda ficaria estável no patamar de 56%.

Ebitda (R\$ milhões)



Lucro líquido (R\$ milhões)



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	Passivo	Nota	2025	2024		
Circulante				Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	128.001	460.137	Fornecedores	11	492.194	441.646		
Clientes	6	159.494	129.619	Salários, provisões e contribuições sociais		17.517	17.345		
Tributos a recuperar	7	324	287	Tributos a recolher	7	34.825	52.254		
Partes relacionadas	16.3	852	-	Encargos setoriais	12	15.364	12.691		
Serviços em curso		4.504	3.408	Empréstimos	13	674.204	-		
Outros créditos		10.811	11.669	Debêntures	14	42.007	149.224		
Total do ativo circulante		303.986	605.120	Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	15	390.650	474.446		
Não circulante				Partes relacionadas	16.3	2.851	-		
Realizável a longo prazo				Provisões	17	9.880	-		
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	2.389	2.011	Outras obrigações		1.194	1.678		
Tributos a recuperar	7	1.590	2.409	Total do passivo circulante		1.680.686	1.149.284		
Tributos diferidos	23.2	169.013	151.252	Não circulante					
Depósitos judiciais	8	75.692	71.303	Fornecedores	11	72.478	56.729		
Outros créditos		115	982	Encargos setoriais	12	20.579	14.588		
Total do ativo não circulante		248.799	227.957	Indenização socioambiental		18.986	19.181		
Imobilizado	9	1.963.537	2.127.738	Debêntures	14	619.525	619.384		
Intangível	10	1.470.643	587.035	Dividendos	15	198.253	-		
Total do ativo		3.986.965	3.547.850	Provisões	17	125.249	87.180		
				Outras obrigações		10.378	6.980		
				Total do passivo não circulante		1.065.448	804.042		
				Total do passivo		2.746.134	1.953.326		
				Patrimônio líquido					
				Capital social	19	839.138	839.138		
				Reserva de capital		115.084	115.084		
				Reserva legal		167.828	167.828		
				Reserva de retenção de lucros		-	297.380		
				Ajuste de avaliação patrimonial		118.781	175.094		
				Total do patrimônio líquido		1.240.831	1.594.524		
				Total do passivo e patrimônio líquido		3.986.965	3.547.850		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

www.ctgbr.com.br

continua →



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI.
Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site:
<https://estadao.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

Rio Parapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
★ continuação (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	2025	2024
Receita operacional líquida	20.1	1.259.476	1.204.173
Custos operacionais			
Pessoal		(76.160)	(74.791)
Material		(9.025)	(6.457)
Serviços de terceiros		(27.168)	(25.887)
Energia comprada	21.2	(129.856)	(116.213)
Depreciação e amortização	9.2 e 10.2	(284.321)	(261.650)
Encargos de uso da rede elétrica	21.3	(198.785)	(200.382)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		(55.156)	(41.817)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		(9.572)	(9.157)
Seguros		(9.236)	(10.119)
Aluguéis		(13)	(15)
Reversões/(constituições) de provisões para riscos	17.2	2.079	2.431
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	(1.321)	(1.655)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	10.3	3.296	—
Outros		(1.449)	(4.632)
		(796.687)	(750.344)
Resultado bruto		462.789	453.829
Outros resultados operacionais			
Pessoal		(11.050)	(11.962)
Material		(1.012)	(680)
Serviços de terceiros		(14.279)	(14.803)
Depreciação e amortização	9.2 e 10.2	(6.167)	(5.468)
Seguros		(311)	—
Aluguéis		(436)	(367)
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	17.2	(20.842)	13.231
Compartilhamento de despesas	16.3	(15.459)	(10.457)
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		—	156.093
Outros		(3.451)	(2.636)
		(73.007)	122.951
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		389.782	576.780
Resultado financeiro	22		
Receitas		87.259	66.354
Despesas		(160.686)	(110.504)
		(73.427)	(44.150)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	23	316.355	532.630
Imposto de renda e contribuição social			
Corrente		(83.221)	(95.826)
Diferido		17.713	(5.533)
		(65.508)	(101.359)
Lucro líquido do exercício		250.847	431.271
Lucro líquido básico e diluído por ação	24	2,65635	4,56695
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras			

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
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
Receitas			
Venda de energia	21.1	1.431.182	1.365.338
Outras receitas		88.594	87.400
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	(1.321)	(1.655)
		1.518.455	1.451.083
Insumos adquiridos de terceiros			
Energia comprada e encargos de uso da rede	21.2 e 21.3	(355.327)	(342.573)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	10.3	3.296	—
Materiais e serviços de terceiros		(67.925)	(64.743)
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	9.5	—	156.093
Outros resultados operacionais		(36.466)	(2.575)
		(456.422)	(253.798)
Valor adicionado bruto		1.062.033	1.197.285
Depreciação e amortização	9.2 e 10.2	(290.488)	(267.118)
Valor adicionado líquido produzido		771.545	930.167
Outras receitas financeiras		90.699	68.807
Valor adicionado recebido em transferência		90.699	68.807
Valor adicionado total a distribuir		862.244	998.974
Distribuição do valor adicionado			
Pessoal			
Remuneração direta		53.788	49.837
Benefícios		18.099	21.616
Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS)		3.857	4.228
		75.744	75.681
Impostos, taxas e contribuições			
Federais		221.336	250.323
Estaduais		41.718	31.861
Municipais		55.156	41.817
		318.210	324.001
Remuneração de capitais de terceiros			
Aluguéis		538	494
Outras despesas financeiras		160.686	110.504
		161.224	110.998
Remuneração de capitais próprios			
Juros sobre capital próprio (JSCP)		120.000	106.000
Dividendos propostos		22.745	382.294
Dividendos intermediários		164.321	—
		307.066	488.294
Valor adicionado distribuído		862.244	998.974
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	250.847	431.271
Outros resultados abrangentes do exercício		
Itens que não serão reclassificados para o resultado		
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	(142)	597
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	48	(204)
	(94)	3.357
Total do resultado abrangente do exercício	250.753	434.628
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		316.355	532.630
Ajustes em:			
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	1.321	1.655
Depreciação e amortização	9.2 e 10.2	290.488	267.118
Reversão de perda pela não recuperabilidade de ativos		—	(156.093)
Resultado na baixa do ativo imobilizado/intangível	9.2 e 10.2	332	320
Juros e amortização de custos sobre empréstimos	13.3	24.437	—
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre debêntures	14.4	93.573	74.281
Variação monetária sobre depósitos judiciais		(10.271)	(8.407)
(Constituições)/reversões e variações monetárias sobre provisão para riscos	17.2	21.677	(10.477)
AVP sobre licença ambiental	17.1	951	—
Variação monetária referente a liminar CCEE		(4.311)	(5.487)
Outras variações		(3.923)	15.788
Variação nos ativos e passivos			
Clientes		(30.688)	59.988
Partes relacionadas		1.999	(3.628)
Serviços em curso		(1.096)	(2.026)
Depósito judicial	8.2	396	55
Fornecedores		81.392	29.818
Salários, provisões e contribuições sociais		172	(100)
Encargos setoriais		6.357	(2.388)
Provisões	17.1 e 17.2	(7.514)	172
Impostos, taxas e contribuições		(24.610)	(27.414)
Outras variações ativas e passivas		4.166	(2.225)
Caixa gerado pelas operações		761.203	763.580
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(92.857)	(103.619)
Pagamento de juros sobre debêntures	14.4	(84.278)	(70.013)
Pagamento de variação monetária sobre debêntures	14.4	(36.371)	(30.769)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		547.697	559.179
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Adições no ativo imobilizado e intangível	9.2 e 10.2	(977.298)	(13.241)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(977.298)	(13.241)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Valor recebido pela emissão de debêntures		—	620.000
Valor recebido pela emissão de empréstimo	13.3	650.000	—
Custo de transação pela emissão de debêntures		—	(829)
Custo de transação pela emissão de empréstimo	13.3	(233)	—
Pagamento de debêntures	14.4	(80.000)	(580.000)
Pagamento de dividendos	15.2	(381.997)	(459.612)
Pagamento de juros sobre capital próprio	15.2	(90.305)	(93.420)
Fluxo de caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		97.465	(513.861)
(Redução)/Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		(332.136)	32.077
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		460.137	428.060
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		128.001	460.137
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica			
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	Reserva de	Lucros	Ajuste de avaliação patrimonial	Total do patrimônio líquido
	Capital	Legal	retenção de lucros	acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes
Saldo em 31 de dezembro de 2024	839.138	115.084	167.828	297.380	157.718	17.376
Resultado abrangente do exercício				—		17.376
Lucro líquido do exercício	—	—	—	250.847	—	—
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	(142)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	—	—	—	—	—	48
	—	—	—	250.847	—	(94)
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	85.180	(85.180)	—
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	(28.961)	28.961	—
	—	—	—	56.219	(56.219)	—
Contribuições e distribuições aos acionistas						
Dividendos intermediários	—	—	—	(297.380)	—	—
Dividendos propostos	—	—	—	—	—	—
Juros sobre capital próprio	—	—	—	(120.000)	—	—
	—	—	—	(297.380)	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025	839.138	115.084	167.828	—	101.499	17.282
	Capital social	Reservas	Lucros	Ajuste de avaliação patrimonial	Total do patrimônio líquido	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	839.138	115.084	167.828	471.334	214.741	14.019
Resultado abrangente do exercício						
Lucro líquido do exercício	—	—	—	431.271	—	—
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	597
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	—	—	—	—	—	(204)
	—	—	—	431.271	—	3.357
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	86.398	(86.398)	—
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	(29.375)	29.375	—
	—	—	—	57.023	(57.023)	—
Contribuições e distribuições aos acionistas						
Dividendos intermediários	—	—	—	(173.991)	—	—
Dividendos propostos	—	—	—	—	—	—
Juros sobre capital próprio	—	—	—	(106.000)	—	—
Juros sobre capital próprio prescritos	—	—	—	37	—	—
	—	—	—	(173.954)	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2024	839.138	115.084	167.828	297.380	157.718	17.376

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras





CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E DE 2024

★ continuação

1. INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. Contexto operacional

A Rio Paranapanema Energia S.A. (Companhia) é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), categoria A, e listada na B3, concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, com sede em São Paulo, e tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, as quais são concedidas, regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A capacidade instalada da Companhia é de 2.297,8 MW, composta pelo seguinte parque gerador em operação no Estado de São Paulo: UHE Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu, UHE Rosana, 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II e duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) Palmeiras e Retiro, localizadas no Rio Sapucaí, nos municípios de Guará e São Joaquim da Barra, com capacidade instalada de 32,5 MW.

A Companhia é controlada pela Rio Paranapanema Participações S.A. e possui acionistas minoritários diversos, conforme nota explicativa nº 19.

A partir de 2025, a Companhia passou a comercializar energia ACR, em decorrência do 31º Leilão de Energia Existente, cujos efeitos podem ser observados nas notas explicativas nº 6 e 20.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo no montante de R\$ 1.376.700, em virtude dos fatores a seguir:

- Pagamento dos títulos adquiridos no leilão do MCP para extensão da concessão das UHEs Capivara e Chavantes no valor de R\$ 952.820, por meio de captação de dívida e utilização do caixa da Companhia;
- Constituição de dividendos a pagar;
- A Companhia, dentro do seu saldo de fornecedores, possui um passivo relativo à liminar que discute a redução da Garantia Física (conforme nota explicativa nº 11), no montante de R\$ 457.076 em 31 de dezembro de 2025. Essa obrigação possui característica de passivo financeiro e está classificada no curto prazo por conta disso. Se normalizados os efeitos do passivo de liminar mencionado acima, o CCL seria de R\$ 919.624 negativo.

A Diretoria analisou as informações disponíveis e dos fluxos de caixa projetados e concluiu que a Companhia dispõe de recursos suficientes para honrar integralmente suas obrigações. Além da geração recorrente de caixa proveniente de suas atividades operacionais, a Companhia está estruturando um plano para a rolagem das dívidas de curto prazo contratadas em 2025, considerando as melhores alternativas disponíveis de acordo com as condições atuais do mercado financeiro. Destaca-se, ainda, o atual nível saudável de alavancagem, o *rating* "AAA" e o sólido relacionamento mantido com as instituições financeiras. Adicionalmente, em caso de eventual necessidade, a Companhia poderá contar com o suporte financeiro de sua Controladora Indireta, a China Three Gorges Brasil Energia S.A. (CTG Brasil).

Para o ano de 2025, a gestão dos recursos foi fundamental diante do desafio com patamares inferiores de preço de energia. Diante disso, as iniciativas focaram na gestão eficiente dos recursos gerenciáveis e no monitoramento constante de oportunidades de negociação no curto prazo.

1.2. Contratos de Concessão/resoluções autorizativas

1.2.1. Contrato de concessão

Em 22 de setembro de 1999, a Companhia e a Aneel assinaram o Contrato de Concessão de Geração nº 76/1999, que regula as concessões de Uso de Bem Público (UBP) para geração de energia elétrica das usinas Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana, outorgadas pelo Decreto s/nº de 20 de setembro de 1999. Em 5 de agosto de 2011, foi firmado o Primeiro Termo Aditivo; em 22 de julho de 2020, o Segundo Termo Aditivo; e, em 1º de julho de 2022, o Terceiro Termo Aditivo, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 11.345/2022, após o acordo GSF.

O contrato concede à Companhia o direito de produção e comercialização de energia elétrica, na condição de produtora independente, mediante a obrigação de pagamento pelo Uso de Bem Público (UBP), pelo prazo de cinco anos, contado a partir da sua assinatura. O prazo original de duração da concessão era de 30 anos, a partir da data de sua assinatura, podendo ser prorrogado conforme as condições da legislação aplicável.

Em 30 de julho de 1998, foi assinado o Contrato de Concessão nº 183/1998, sendo que, em 18 de agosto de 2000, foi firmado o Primeiro Termo Aditivo e, em 21 de outubro de 2022, foi firmado o Segundo Termo Aditivo, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 12.255/2022, após o acordo GSF, que regula as concessões para geração de energia elétrica das usinas Canoas I e Canoas II, tendo como partes a Aneel e as empresas do Consórcio Canoas, formado pela Companhia, como produtora independente de energia elétrica, e pela Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), na condição de autoprodutora.

Tal contrato prevê que 53,8 MWm sejam disponibilizados à CBA. Eventuais sobras de energia não utilizadas pela CBA devem ser absorvidas, sem ônus, pela Companhia. Reciprocamente, em regime normal de operação, quando a geração for inferior ao estabelecido contratualmente, a diferença será complementada, sem ônus, pela Companhia. O contrato de concessão tem prazo de vigência de 35 anos, a partir da data de sua assinatura, podendo ser prorrogado por até 20 anos, a critério do Poder Concedente.

1.2.2. Resoluções Autorizativas

Aneel autorizou a exploração do potencial hidrelétrico das PCHs Retiro e Palmeiras, respectivamente, por meio das Resoluções nº 549, de 8 de outubro de 2002, e nº 706, de 17 de dezembro de 2002, em nome da Sociedade de Energia Bandeirantes - SEBAND - Ltda. (Seband).

Em fevereiro de 2007, a Rio Paranapanema Participações S.A. e a Seband assinaram o Contrato de Cessão e Transferência de Quotas e Outras Avenças, objetivando a transferência dos bens e direitos relativos à exploração do aproveitamento hidrelétrico das PCH Retiro e PCH Palmeiras para a Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda., concomitantemente à transferência integral das quotas da controlada para a Rio Paranapanema Participações S.A.

Por meio da Resolução nº 944, de 5 de junho de 2007, a Aneel anuiu à transferência das autorizações para implantar e explorar as PCH Retiro e PCH Palmeiras da Seband para a Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.

Em 2015, a Rio Paranapanema Participações S.A. transferiu o controle societário da Sapucaí-Mirim para a Companhia, por meio de constituição de reserva de capital.

Em 1º de dezembro de 2023, a Controlada Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. foi incorporada pela Companhia.

A tabela a seguir demonstra os contratos de concessão/resoluções autorizativas da Companhia:

Contrato de concessão Aneel/Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão/autorização	Vencimento concessão/autorização
Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	42,5	22/09/1999	19/04/2032
Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049
					2.297,8	1.069,8		

SP - São Paulo / PR - Paraná / MW - Megawatt

1.2.3. Extensões 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 nº 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 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 o prazo adicional estão apresentados no quadro a seguir:

Usina	Tipo	Dias de extensão	Impacto financeiro	Data fim de concessão/autorização	Nova data fim de concessão/autorização
Jurumirim	UHE	2	129	17/04/2032	19/04/2032
Chavantes	UHE	2	516	30/03/2032	01/04/2032
Salto Grande	UHE	2	157	11/05/2032	13/05/2032
Capivara	UHE	2	1.005	21/04/2032	23/04/2032
Taquaruçu	UHE	2	597	19/04/2032	21/04/2032
Rosana	UHE	2	548	15/04/2032	17/04/2032
Canoas I	UHE	3	161	29/07/2037	01/08/2037
Canoas II	UHE	3	135	26/07/2037	29/07/2037
Retiro	PCH	3	24	21/11/2034	24/11/2034
Palmeiras	PCH	6	24	05/02/2049	11/02/2049
			3.296		

1.2.3.1. Aquisição de títulos não pagos no MCP para extensão de concessões das UHEs Capivara e Chavantes

Em 1º de agosto de 2025, a Companhia participou do Mecanismo Concorrencial para Negociação de Títulos de Valores não pagos no MCP, promovido pela CCEE, conforme previsto na Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, e na Portaria Normativa MME nº 112, de 17 de julho de 2025.

No referido leilão, foram arrematados 46.800 (quarenta e seis mil e oitocentos) títulos, totalizando R\$ 952,8 milhões. Desse montante, 30.848 títulos, no valor de R\$ 657,7 milhões, foram alocados à UHE Capivara, e 15.952 títulos, no valor de R\$ 295,1 milhões, à UHE Chavantes. O pagamento dos referidos montantes ocorreu no dia 8 de setembro de 2025. Os títulos adquiridos foram utilizados para prorrogar o prazo das concessões das respectivas usinas.

Para subsidiar a participação no leilão, a Companhia captou um título de dívida, na modalidade de nota comercial, conforme nota explicativa nº 13.

O respectivo impacto financeiro, reconhecido no ativo intangível em contrapartida ao caixa e prazo adicional estão apresentados no quadro a seguir:

Usina	Tipo	Dias de extensão	Custos do mecanismo concorrencial	Títulos arrematados	Impacto financeiro	Data fim de concessão	Nova data fim de concessão
Chavantes	UHE	1.460	498	295.112	295.610	01/04/2032	31/03/2036
Capivara	UHE	1.460	964	657.708	658.672	23/04/2032	22/04/2036
			1.462	952.820	954.282		

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, bem como a minuta dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão dessas usinas.

Os períodos de extensão aprovados decorrem da Resolução Homologatória nº 3.439, de 1º de abril de 2025, que homologou os prazos remanescentes de extensão das UHEs que receberam compensação relacionada ao acordo do GSF, conforme previsto no art. 3º da REN nº 1.035/2022. A homologação também abrange o prazo de concessão das usinas que negociaram títulos referentes aos passivos do MCP, por meio do Mecanismo Concorrencial estabelecido pela MP nº 1.300/2025.

Em cumprimento ao processo de formalização da extensão das outorgas, foi assinado no último trimestre de 2025, o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 176/1999-Aneel, abrangendo as UHEs Jurumirim, Salto Grande, Capivara, Chavantes, Taquaruçu e Rosana, também publicado no Diário Oficial da União (DOU), na mesma data e seção (página 107, volume 163, nº 216). Esse aditivo formaliza as condições aprovadas pela Resolução Homologatória, garantindo a extensão das concessões e os ajustes regulatórios necessários. Os demais Termos Aditivos, relativos às usinas hidrelétricas Canoas I e Canoas II, permanecem pendentes de assinatura e deverão ser formalizados em breve junto à Aneel.

1.3. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.3.1. Revisão da garantia física de 2017

Em 2017, houve revisão ordinária de garantia física, com a publicação da Portaria nº 178, que definiu os novos valores de garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Assim, a partir dessa data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Companhia em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Companhia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação dessa Portaria e questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Entre os anos de 2018 e 2020, a Companhia obteve liminares para afastar a aplicabilidade da Portaria em relação às UHEs, no entanto, as sentenças proferidas em 2019 foram desfavoráveis, das quais houve apelação.

Em 16 de dezembro de 2020, foi proferida decisão judicial, em sede de apelação, que confirmou e estabilizou o efeito do liminar da Companhia no sentido de não se aplicar os efeitos da Portaria nº 178/2017.

Em 16 de agosto de 2022, houve o julgamento da apelação interposta pela Companhia, referente à ação que tratava da legitimidade da revisão de garantia física ocorrida em 2017. A votação foi favorável à Companhia, por 4 votos a 1, na 6ª Turma do Tribunal Regional Federal da Primeira Região (TRF1), que deu provimento ao recurso da Companhia, visto que o entendimento do colegiado é de que as UHEs já tiveram suas garantias físicas revistas em 2013 e 2015 e, por isso, não caberia nova revisão. Contra essa decisão, cabe recurso direcionado aos Tribunais Superiores.

Para o exercício-base destas demonstrações financeiras, não houve andamento nesse processo.

1.3.2. Revisão da garantia física de 2022

O Decreto nº 2.655/98 estabelece revisões ordinárias de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente a cada cinco anos, ou revisões extraordinárias em caso de fatos relevantes, sendo que a revisão ordinária anterior de todo o Sistema ocorreu em 2017, com vigência da garantia física publicada para o período entre 2018 e 2022. Em 2022, o MME conduziu a revisão ordinária das garantias físicas das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, com vigência a partir de 2023. Durante o processo, o MME abriu duas Consultas Públicas sobre o tema, para discutir, entre outros, parâmetros de entrada para o cálculo, como índices de disponibilidade das usinas.

Em 2 de dezembro de 2022, o MME publicou a Portaria nº 709, com os valores revistos de Garantia Física de Energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN), com início de vigência a partir de 1º de janeiro de 2023.

A adoção do período crítico de hidrologia relativo aos anos de 1949 a 1956 no cálculo da revisão causou um efeito de redução dos montantes de garantia física de diversas usinas do SIN, dentre elas as usinas da Companhia.

Por essa razão, em 29 de dezembro de 2022, a Companhia ingressou com um pedido de tutela antecipada, para que fosse reconhecida a inaplicabilidade do período crítico de 1949 a 1956 e, alternativamente, que fossem suspensos, até o julgamento do mérito, os efeitos da revisão ordinária conforme a Portaria nº 709/2022. O pedido de tutela antecipada, em que se pleiteava a suspensão dos efeitos da Portaria, foi indeferido em decisão proferida pelo juiz de primeira instância em 13 de março de 2023. Em razão desse indeferimento, os efeitos da Portaria, contemplando a revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas da Companhia, estão sendo integralmente aplicados neste momento, ou seja, em caso de perda dessa ação, não haverá ajustes na garantia física.

Em 27 de março de 2023, a Companhia protocolou agravo de instrumento contra a decisão de indeferimento da tutela antecipada, bem como o pedido principal da ação, os quais aguardam decisão judicial. Caso a Companhia tenha sucesso na ação, ocorrerá o aumento da garantia física.

Para o exercício-base destas demonstrações financeiras, não houve andamento nesse processo.

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. Renovação de concessões

A Lei possibilita a renovação de concessões de geração outorgadas antes de 11 de dezembro de 2003 por mais 30 anos sob o regime de Produção Independente de energia, mediante pagamento de valor estipulado pelo Poder Concedente. As usinas da Companhia, outorgadas em 1999 estão sujeitas ao processo de prorrogação previsto na nova regra.

1.4.2. 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 todas as UHEs da Companhia, não sendo aplicável apenas às PCHs.

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). No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), relativamente aos contratos firmados anteriormente à vigência do novo regime, aplicam-se os mecanismos de compensação previstos no artigo 21 da Emenda Constitucional nº 132/2023 e no artigo 373 da Lei Complementar nº 214/2025, não se esperando impacto negativo para a Companhia, uma vez que tais contratos se sujeitam ao regime de diferimento mencionado acima.

1.5.2. Efeitos da Nova Tributação de Lucros e Dividendos

Em 26 de novembro de 2025, o Projeto de Lei nº 1.087/2025 foi sancionado, convertendo-se na Lei nº 15.270/2025, que instituiu a tributação, à alíquota de 10%, dos lucros e dividendos distribuídos a partir de 1º de janeiro de 2026, sendo a tributação aplicável tanto a beneficiários pessoa física quanto a investidores estrangeiros. Em decorrência dessa alteração legislativa, a Companhia avaliou os efeitos da nova regra à luz do planejamento financeiro e estratégico.

Nesse contexto, foram deliberados dividendos referentes a parcela dos lucros apurados até novembro de 2025, observados os limites legais aplicáveis, a disponibilidade de caixa e a estratégia de investimentos da Companhia. Nos termos da legislação aplicável, o pagamento desses dividendos poderá ser realizado até 2028 conforme provisionado na nota explicativa nº 15.2.

1.5.3. 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 (JUSCP) 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 foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 25 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 pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC), incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil seguindo as disposições contidas no CPC 09 (R1). As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas obrigações com entidade de previdência privada, intangível recuperação de custos pela extensão do GSF e pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, bem como pela avaliação de ativos imobilizados ao seu custo atribuído ("*deemed cost*"), na data de transição para as práticas contábeis adotadas no Brasil alinhadas às IFRS em janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPG 07 na elaboração das suas demonstrações financeiras. Desta forma, as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Diretoria na sua gestão.

2.3. Moeda funcional e moeda de preparação

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

2.4. Continuidade operacional

A Diretoria 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:

- Revisão de garantia física (nota explicativa nº 1.3);
- Vida útil de ativos de longa duração e impairment (nota explicativa nº 9.5);
- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (nota explicativa nº 11.3);
- Provisões (nota explicativa nº 17); e
- Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 23.2).

DocuSign by

Estadão



CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

3. RESUMO DAS POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS

As políticas contábeis materiais e principais 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 12.1.2).

3.2. Participação nos lucros

O Programa de Participação nos Resultados (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 mercados 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.

Os detalhes das análises de *impairment* da Companhia estão evidenciados na nota explicativa nº 9.5.

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 (IC02e), 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 de taxa de juros, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão desses riscos 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 Companhia, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração que identifica, avalia e protege o Companhia contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

4.1.1.1. Risco hidrológico

O risco hidrológico decorre dos impactos da hidrologia na operação das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Tais impactos incluem a flutuação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que aumenta em casos 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.

Estes fatores podem ser mitigados através da estratégia de contratação de energia e *hedge* energético, a fim de obter uma maior proteção contra o risco hidrológico e, por consequência, a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da Companhia.

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

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de empréstimos, debêntures e caixa e equivalentes de caixa.

O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI) e pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre as debêntures é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo DI e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que também estão indexados à variação dos índices 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 distribuidoras e clientes livres determinados nos contratos de leilão e 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 os 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, 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, a Companhia poderá estruturar novos financiamentos e, também, contará com suporte financeiro da sua Controladora Indireta CTG Brasil.

A tabela a seguir mostra em detalhes o prazo de vencimento contratual restante dos passivos (empréstimos e debêntures) 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.

	Remuneração	Menos de um mês	De um a três meses	De três a seis meses	De seis a doze meses	Mais de doze meses	Total
Debêntures 10ª emissão - série 1	Variação DI + 0,60% ao ano	23.094	—	21.665	38.927	348.742	432.428
Debêntures 10ª emissão - série 2	Variação DI + 0,70% ao ano	24.809	—	23.276	41.859	434.409	524.353
Notas Comerciais 1ª emissão - série única	Variação DI + 0,40% ao ano	—	430.110	—	—	—	430.110
Notas Comerciais 2ª emissão - série 1	Variação DI + 0,50% ao ano	—	—	268.035	—	—	268.035
		47.903	430.110	312.976	80.786	783.151	1.654.926

4.2. Risco de aceleração de dívidas

A Companhia possui empréstimos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas neste exercício e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações (notas explicativas nº 13 e 14).

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. Os processos ambientais estão descritos na nota explicativa nº 17.3.

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 Diretoria, originado por

instrumentos financeiros, compostos por aplicações financeiras, empréstimos e debêntures, ao qual a Companhia está exposto 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:

		Indexador	Indexador do valor do cenário	Variação absoluta no cenário	Saldo contábil em 2025	Cenário atual (*)	Cenário provável (**)	Efeito absoluto
Instrumentos financeiros		Indexador	contábil	provável				
Ativos financeiros								
Aplicações financeiras	DI	14,90%	12,40%	250 bps	127.941	19.063	15.865	3.198
Aplicações financeiras vinculadas	DI	14,90%	12,40%	250 bps	2.389	356	296	60
					130.330	19.419	16.161	3.258
Passivos financeiros								
Debêntures 10ª emissão - série 1	DI + 0,60% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	320.092	49.900	41.850	8.050
Debêntures 10ª emissão - série 2	DI + 0,70% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	341.440	53.621	45.025	8.596
Empréstimo Notas Comerciais 1ª emissão - série única	DI + 0,40% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	422.916	64.958	54.343	10.615
Empréstimo Notas Comerciais 2ª emissão - série 1	DI + 0,50% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	251.288	38.886	32.572	6.314
					1.335.736	207.365	173.790	33.575

(*) 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 em 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 Diretoria 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 empréstimos e debêntures de curto e longo prazos, subtraído o montante de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

	Nota	2025	2024
Empréstimos	13	674.204	—
Debêntures	14	661.532	768.608
Dívida Bruta		1.335.736	768.608
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5.1	(128.001)	(460.137)
(-) Aplicações financeiras vinculadas	5.2	(2.389)	(2.011)
Dívida líquida		1.205.346	306.460
Patrimônio líquido	19	1.240.831	1.594.524
Total do capital		2.446.177	1.900.984
Índice de alavancagem financeira - (%)*		49,3	16,1
* 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 à certificados de depósitos bancários, as quais são realizadas com instituições que operam o mercado financeiro nacional e são contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração próxima a 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 22).

5.1.2. Composição

	2025	2024
Caixas e bancos	60	113
Aplicações financeiras	127.941	460.024
Certificado de depósito bancário (CDB)	127.941	460.024
	128.001	460.137

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 aluguéis de terrenos nas bordas dos rios que possuem aplicações restritas em gastos ambientais.

5.2.2. Movimentação

	2025	2024
Saldo em 31 de dezembro de 2024	60	113
Aplicações	127.941	460.024
Rendimentos	296	—
Resgates	(9)	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025	127.941	460.024

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	76.944	413.364
AAA	AAA	—	48.181	42.992
—	AAA	AAA	5.265	5.792
			130.390	462.148

(*) 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 ACL e do ACR, em decorrência do 31º Leilão de Energia Existente e da CCEE.

	a vencer	Vencidos				
	Até 90 dias	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias (-)	PECLD	2025 2024
Contratos ACL	103.023	1.976	1.321	1.655	(2.976)	104.999 102.853
Contratos ACR	2.237	—	—	—	—	2.237 —
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	52.258	—	—	—	—	52.258 26.766
	157.518	1.976	1.321	1.655	(2.976)	159.494 129.619

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 Diretoria 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, leilão e cotas são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Para o exercício de 31 de dezembro de 2025, houve constituição de PECLD no valor de R\$ 1.321, referente ao não cumprimento de cláusula contratual relativa à venda de energia elétrica no ACL em 2024, pela mesma razão foi registrado R\$ 1.655, totalizando R\$ 2.976.

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 do 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/portfólio, 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/portfólio 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, as quais em última instância, podem até ser desligados do sistema, o risco de PECLD é praticamente nulo nessas modalidades de comercialização/liquidação.





CTG Brasil

Rio Parapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

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 Diretoria avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Diretoria 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

Ativo	2025		2024	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo negativo/Antecipações de IRPJ e CSLL	—	—	—	819
INSS a recuperar	7	1.590	—	1.590
ISS a recuperar	1	—	7	—
IRRF sobre JSCP a recuperar	314	—	276	—
Outros	2	—	4	—
	<u>324</u>	<u>1.590</u>	<u>287</u>	<u>2.409</u>
Passivo				
IRPJ e CSLL a recolher	18.803	—	42.719	—
PIS e COFINS a recolher	8.543	—	4.022	—
ICMS a recolher	7.097	—	5.053	—
Impostos retidos a recolher	382	—	460	—
	<u>34.825</u>	<u>—</u>	<u>52.254</u>	<u>—</u>

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 / INSS - Instituto Nacional do Seguro Social / ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

8. DEPÓSITOS JUDICIAIS

8.1. Política contábil

A Companhia mantém discussões judiciais para as quais foram necessários depósitos judiciais para suspensão de exigibilidade, entre os principais são destacados:

8.2. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024

	Trabalhistas	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Total
Variações monetárias	67	19.175	5.916	46.145	71.303
Adições	4	1.300	488	2.993	4.785
(-) Baixas	16	—	—	—	16
Reclassificações	(41)	—	—	—	(41)
	<u>(46)</u>	<u>(321)</u>	<u>(4)</u>	<u>—</u>	<u>(371)</u>

Saldo em 31 de dezembro de 2025

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as provisões de contingências com classificação de risco de perda provável e encargos de uso da rede elétrica relacionado a TUSD-g (vide notas explicativas nº 11.3 e nº 17.2) e todos são atualizados monetariamente.

8.2.1. Fiscais

a. Débitos em disputa referente à IRRF, IRPJ e CSLL - Depósitos judiciais referentes ao Mandado de Segurança ajuizado com o objetivo de obter liminar para que seja reconhecida a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 12.552;

b. Ação Anulatória - O depósito judicial foi realizado visando suspender a exigibilidade do débito PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. O entendimento é de que esses débitos devem ser cancelados, uma vez que a aquisição de energia de Itaipu seria isenta de PIS/COFINS. O valor depositado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 5.811.

8.2.2. Ambientais

Variação monetária em depósitos judiciais efetuados pela Companhia nas ações anulatórias, decorrentes de autuações com pagamento de multa, movidas contra o antigo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), hoje Instituto Água e Terra (IAT), e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), e um depósito judicial efetuado em Ação de Indenização de Pescador, ambos para garantia do juízo. O valor total depositado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 6.400.

8.2.3. Regulatórios

TUSD-g - Depósitos judiciais em conexão com a obtenção de decisão judicial suspendendo a exigibilidade da multa imposta pela Aneel pelo suposto descumprimento das obrigações de assinar os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e de pagar o passivo acumulado entre julho de 2004 a junho de 2009. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 11 para uma descrição do andamento das discussões referentes à TUSD-g.

9. IMOBILIZADO

9.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Com exceção dos terrenos, 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 terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia entender que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão/autorização.

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.

Os terrenos não são depreciados. 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.

A Diretoria entende, suportada por seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão/autorização por parte da Companhia e que possui o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais, a Companhia avaliará os efeitos correspondentes, em suas demonstrações financeiras.

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".

9.2. Composição e movimentação

	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	0,0%	3,7%	2,2%	3,5%	6,4%	3,7%	8,7%	—
(A) Imobilizado em curso								
Saldo em 31 de dezembro de 2024	22.909	—	316	46.273	—	285	—	69.783
Estornos/Adições	—	1.068	(104)	13.140	—	592	—	14.696
Baixas	(177)	—	—	—	—	—	—	(177)
Transferências	—	—	(138)	(16.767)	—	(303)	—	(17.208)
Contingências	(66)	—	—	—	—	—	—	(66)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	22.666	1.068	74	42.646	—	574	—	67.028
(B) Imobilizado em serviço								
Custo	224.953	3.480.902	429.683	1.193.392	10.008	1.593	4.852	5.345.383
Depreciação acumulada	—	(2.339.046)	(308.169)	(627.114)	(8.225)	(1.164)	(3.710)	(3.287.428)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	224.953	1.141.856	121.514	566.278	1.783	429	1.142	2.057.955
Adições	—	—	—	—	—	—	5.504	5.504
Baixas	—	—	—	(151)	—	(4)	—	(155)
Transferências	—	—	138	16.940	—	130	—	17.208
Depreciação	—	(130.461)	(9.453)	(42.486)	(642)	(60)	(901)	(184.003)
Custo	224.953	3.480.902	429.821	1.209.257	9.954	1.624	10.356	5.366.867
Depreciação acumulada	—	(2.469.507)	(317.622)	(668.676)	(8.813)	(1.129)	(4.611)	(3.470.358)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	224.953	1.011.395	112.199	540.581	1.141	495	5.745	1.896.509
(A+B) Imobilizado líquido	247.619	1.012.463	112.273	583.227	1.141	1.069	5.745	1.963.537

	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Perda estimada pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	0,0%	3,8%	2,2%	3,7%	7,2%	3,3%	0,0%	16,5%	—
(A) Imobilizado em curso									
Saldo em 31 de dezembro de 2023	20.477	3.924	340	41.786	—	127	—	—	66.654
Estornos/Adições	1.993	(3)	(24)	10.737	—	341	—	64	13.108
Transferências	—	(3.921)	—	(6.250)	—	(183)	—	(64)	(10.418)
Contingências	439	—	—	—	—	—	—	—	439
Saldo em 31 de dezembro de 2024	22.909	—	316	46.273	—	285	—	—	69.783
(B) Imobilizado em serviço									
Custo	224.953	3.476.981	429.683	1.187.732	10.695	1.490	(156.093)	4.797	5.180.238
Depreciação acumulada	—	(2.205.224)	(298.739)	(583.937)	(7.900)	(1.111)	—	(2.910)	(3.099.821)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	224.953	1.271.757	130.944	603.795	2.795	379	(156.093)	1.887	2.080.417
Adições	—	—	—	—	—	—	—	55	55
Baixas	—	—	—	(32)	(288)	—	156.093	—	155.773
Transferências	—	3.921	—	6.394	—	103	—	—	10.418
Depreciação	—	(133.822)	(9.430)	(43.879)	(724)	(53)	—	(800)	(188.708)
Custo	224.953	3.480.902	429.683	1.193.392	10.008	1.593	—	4.852	5.345.383
Depreciação acumulada	—	(2.239.046)	(308.169)	(627.114)	(8.225)	(1.164)	—	(3.710)	(3.287.428)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	224.953	1.141.856	121.514	566.278	1.783	429	—	1.142	2.057.955
(A+B) Imobilizado líquido	247.862	1.141.856	121.830	612.551	1.783	714	—	1.142	2.127.738

9.3. Expansão 15%

A Companhia informa que a Ação de Obrigação de Fazer, movida pelo Estado de São Paulo, no exercício de 2011, referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada, tramita em segredo de justiça. Houve realização da perícia técnica e o laudo pericial foi expedido com conclusão desfavorável para a Companhia. No dia 10 de dezembro de 2025 foi apresentada impugnação ao laudo pericial e aguardam-se novos andamentos.

9.4. Custo atribuído no ativo imobilizado

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 - Ativo imobilizado. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 foi de R\$ 85.180 e R\$ 86.398, respectivamente.

9.5. Análise de impairment

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia efetuou a análise de *impairment* utilizando como metodologia o valor em uso. Essa metodologia envolve a utilização de premissas, julgamentos e estimativas sobre os fluxos de caixa futuros e representa a melhor estimativa, tendo sido as referidas projeções aprovadas pela Diretoria em 2025, ou seja, a geração de caixa futuro projetada até o final da Concessão/autorização.

As principais premissas utilizadas na determinação do valor em uso são: receitas projetadas até o fim da Concessão/autorização da operação, em conformidade com as expectativas de preço para comercialização; e projeções do GSF e de inflação baseadas em premissas macroeconômicas de mercado. Para os custos de *capex*, a projeção se baseou na programação regular de manutenção das usinas e, para as despesas, na dinâmica do negócio e busca por sinergia, diante das premissas disponíveis para essa avaliação. Taxa de desconto (*weighted average cost of capital* - *wacc*) pré-tax de 9,77% (9,20% em 31 de dezembro de 2024).

Para a revisão realizada em 2025, não houve valores a serem constituídos.

Em 2024 foi revertido o saldo de valor não recuperável de R\$ 156.093, representado no grupo de outros resultados operacionais da demonstração de resultado do exercício, na rubrica Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos conforme quadro a seguir:

Itens revertidos	Valor
Reservatório, barragens e adutora	93.693
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.146
Máquinas e equipamentos	46.239
Móveis e utensílios	15
	<u>156.093</u>

10. INTANGÍVEL

10.1. 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/autorização, dos dois o menor.

10.2. Composição e movimentação

	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Servidão de passagem	Extensão de Concessões (Acordo GSF e Leilão MCP)	Total
	2,5%	8,3%	4,5%	0,0%	5,5%	
Taxa média anual de amortização	—	1.024	513	22	—	1.559
(A) Intangível em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	33	(513)	—	—	(480)
Estornos/Adições	—	(1.057)	—	—	—	(1.057)
Transferências	—	—	—	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	—	—	22	—	22
(B) Intangível em serviço						
Custo	53.494	51.504	4.235	190	859.677	969.100
Amortização acumulada	(42.518)	(43.184)	(4.235)	—	(293.687)	(383.624)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	10.976	8.320	—	190	565.990	585.476
Adições	—	—	32.995	—	957.578	990.573
Transferências	—	1.057	—	—	—	1.057
Amortização	(1.338)	(4.351)	(1.691)	—	(99.105)	(106.485)
Custo	53.494	52.561	37.230	190	1.817.255	1.960.730
Amortização acumulada	(43.856)	(47.535)	(5.926)	—	(392.792)	(490.109)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	9.638	5.026	31.304	190	1.424.463	1.470.621
(A+B) Intangível líquido	9.638	5.026	31.304	212	1.424.463	1.470.643

	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Servidão de passagem	Recuperação de custo de compra de energia pela extensão da conexão (Acordo GSF)	Total
	2,7%	7,1%	0,0%	0,0%	8,5%	
Taxa média anual de amortização	—	1.028	435	22	—	1.485
(A) Intangível em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	—	78	—	—	78
Adições	—	—	—	—	—	—
Transferências	—	(4)	—	—	—	(4)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	1.024	513	22	—	1.559
(B) Intangível em serviço						
Custo	53.494	51.500	4.235	190	859.677	969.096
Amortização acumulada	(41.099)	(39.517)	(4.235)	—	(220.363)	(305.214)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	12.395	11.983	—	190	639.314	663.882
Transferências	—	4	—	—	—	4
Amortização	(1.419)	(3.667)	—	—	(73.324)	(78.410)
Custo	53.494	51.504	4.235	190	859.677	969.100
Amortização acumulada	(42.518)	(43.184)	(4.235)	—	(293.687)	(383.624)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	10.976	8.320	—	190	565.990	585.476
(A+B) Intangível líquido	10.976	9.344	513	212	565.990	587.035

10.3. Itens que compõem o intangível

10.3.1. Uso do bem público (UBP)

Referem-se aos valores estabelecidos no Contrato de Concessão nº 76/1999 da Companhia, como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico, calculado até o final do contrato de concessão.

10.3.2. 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 o prazo contratual. 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 pelo Grupo, são reconhecidos como ativos intangíveis.

10.3.3. 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.

10.3.4. Servidão de passagem

Servidão de passagem é o direito que a Controlada Indireta Rio Parapanema possui de passar sobre a propriedade alheia mediante uma contraprestação financeira, que é registrada no ativo fixo da Sociedade.

10.3.5. Extensão de Concessões (Acordo GSF e Leilão do MCP)

As Extensões de Concessões referem-se à recuperação dos custos de compra de energia por meio da prorrogação dos prazos das concessões, abrangendo o acordo do GSF e a participação da Controlada Indireta Parapanema no Leilão do MCP. O acordo do GSF tem por objetivo compensar as usinas hidrelétricas integrantes do MRE pelos custos adicionais incorridos no período de 2012 a 2020, decorrentes de riscos não hidrológicos associados a empreendimentos estruturantes, restrições de transmissão, geração fora da ordem de mérito e importação de energia, mediante a extensão das outorgas, limitada a até 7 anos, conforme os parâmetros estabelecidos pela Aneel. O valor da adição referente ao acordo do GSF, conforme descrito na nota explicativa nº 1.2.1, foi de R\$ 3.296.

O Leilão do MCP refere-se à aquisição, junto à CCEE, de títulos de valores não pagos, utilizados para a prorrogação das concessões das usinas da



CTG Brasil

Rio Parapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E DE 2024

★ continuação

A Companhia atualmente discute judicialmente, via Ação Ordinária, a revisão dos valores a serem pagos por conta da TUSD-g, referente ao período de julho de 2004 e junho de 2009, pelo entendimento de que as Demais Instalações de Transmissão (DITs) e os Transformadores de Fronteira integram o sistema de transmissão e que a tarifa por remunerar estes ativos do sistema de transmissão deve ser calculada com base na diretriz do sinal locacional. Em junho de 2009, a Companhia requereu nos autos da Ação Ordinária o depósito judicial dos valores da TUSD-g e a determinação judicial para que os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) com as distribuidoras fossem considerados assinados. Em junho de 2009, o pedido de depósito judicial foi indeferido, mas o juiz reconheceu os CUSD como assinados. A Companhia recorreu da decisão que indeferiu o pedido de depósito e, em agosto de 2009, o Tribunal autorizou o depósito judicial dos montantes relativos à diferença entre as tarifas calculadas em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 349/2009 e a Resolução nº 497/2007. Em dezembro de 2014, foi proferida sentença em primeira instância que julgou procedentes os pedidos da Companhia na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. A Companhia efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 168.728 (R\$ 147.587 em 31 de dezembro de 2024). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 72.478 (R\$ 56.729 em 31 de dezembro de 2024). Para o exercício base destas demonstrações financeiras não houve andamento nesse processo.

12. ENCARGOS SETORIAIS

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.

12.1. Composição

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	8.796	—	8.796	7.349	—	7.349
PDI	5.770	20.579	26.349	4.579	14.588	19.167
TFSEE	798	—	798	763	—	763
	15.364	20.579	35.943	12.691	14.588	27.279

12.1.1. 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.

12.1.2. 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 (ROL) em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel. Para fins de cálculo, a Companhia utiliza como referência o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE). Este manual foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e revisado em 2022 por meio do Despacho número 2.904/2021, datado de 17 de setembro de 2021, e pelo Despacho 1.690 de 28 de junho de 2022.

A Companhia utiliza os Procedimentos do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PROPI) e o Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQui) 2024-2028 do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação para controle dos projetos de PDI.

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.

12.1.3. 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 autorizador 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.

13. EMPRÉSTIMOS

13.1. Política contábil

Os empréstimos, 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 eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

13.2. Composição

				2025		
				Circulante	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total
Emissão	Notas Comerciais	Série	Remuneração	Vencimento final	Principal	
1ª	Única	DI + 0,40% ao ano	12/02/2026	400.000	22.916	422.916
2ª	1	DI + 0,50% ao ano	17/06/2026	250.000	1.288	251.288
				650.000	24.204	674.204

13.2.1. 1ª emissão Nota Comercial série única

Em 12 de agosto de 2025 a Companhia captou R\$ 400.000 (quatrocentos milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 1ª emissão de Notas Comerciais série única, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").

A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 13 de agosto de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 400.000 (quatrocentos mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses. A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 4 de agosto de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados ao pagamento dos valores referentes à aquisição de títulos não pagos no MCP, utilizados para subsidiar a prorrogação das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, conforme nota explicativa nº 1.2.3.1.

13.2.2. 2ª emissão Nota Comercial série 1

Em 17 de dezembro de 2025 a Companhia captou R\$ 250.000 (duzentos e cinquenta milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 2ª emissão de Notas Comerciais série 1, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").

A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 18 de dezembro de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 250.000 (duzentos e cinquenta mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses.

A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 11 de dezembro de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados para a gestão de passivos e reforço de capital de giro.

13.3. Movimentação

					1ª Emissão	2ª Emissão	Total
					Série única	Série 1	
Saldo em 31 de dezembro de 2024					—	—	—
Movimentação							
Captação de dívida					400.000	250.000	650.000
Custos de transação					(233)	—	(233)
Amortização de custos de transação					167	—	167
Apropriação de juros					22.982	1.288	24.270
					422.916	251.288	674.204
					422.916	251.288	674.204

Saldo em 31 de dezembro de 2025

13.4. Característica dos contratos de empréstimo

Emissão	Série	Remuneração	Data de emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Número de parcelas	Destinação de recursos
1ª	Única	DI + 0,40% ao ano	12/08/2025	12/02/2026	400.000	1	1	Pagamento dos valores referentes à aquisição de títulos não pagos no MCP
2ª	1	DI + 0,50% ao ano	17/12/2025	17/06/2026	250.000	1	1	Gestão de passivos e reforço de capital de giro

13.5. Garantias contratuais

Não há garantias expressas em contrato.

13.6. Cláusulas restritivas ("Covenants")

13.6.1. Covenants financeiros

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Privada de Notas Comerciais Não Conversíveis em Ações da Segunda emissão, a serem apurados trimestralmente com base nas Demonstrações Financeiras:

i. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;

ii. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou menor a 3,25;

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos covenants, conforme a seguir:

Índice financeiro	Limites	2025
Ebitda/Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	9,26
Dívida líquida/Ebitda	Igual ou menor a 3,25	1,77

13.6.2. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Primeira e Segunda emissão, os quais vêm sendo atendidas pela Companhia, dos quais destacamos os mais relevantes:

i. 2ª Emissão - Inadimplemento do(a) Emitente de quaisquer dívidas bancárias, originadas no mercado local, ou contraídas no âmbito do mercado de capitais, em valor individual ou agregado superior a R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), atualizado anualmente, a partir da data de emissão, pela variação positiva do IPCA, ou seu contravalor em outras moedas calculado com base na taxa de câmbio PTAX divulgada pelo Banco Central do Brasil, que não sejam sanadas no prazo de cura estipulado para as respectivas obrigações, quando aplicável;

ii. 2ª Emissão - Se for verificado que uma Mudança de Controle está sendo negociada em relação à Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente, o que se verificará, inclusive, mas sem limitação, através de (i) declarações públicas emitidas nos mercados de capitais locais, nos termos da Resolução CVM Nº 44 (comunicações ao mercado e fatos relevantes), (ii) anúncio de oferta pública de ações do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente no mercado de capitais local, (iii) pedido de autorização para realização de operações de M&A para qualquer credor ou para o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) envolvendo o(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente e (iv) coletivas de imprensa, declarações ou artigos, indicando a intenção ou interesse em uma Mudança de Controle por parte do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente;

iii. 2ª Emissão - Caso seja cassado, sem decisão suspensiva válida, qualquer documento, licença, autorização ou outorga ambiental necessário ao regular desempenho das atividades do(a) Emitente;

iv. 1ª Emissão - mora ou inadimplemento pela Emitente de qualquer obrigação pecuniária, principal ou acessória, relativa às Notas Comerciais e/ou de qualquer obrigação pecuniária de qualquer outra dívida financeira de responsabilidade da Emitente, sem que tal descumprimento seja sanado pela Emitente em até 1 (um) Dia Útil contados do respectivo inadimplemento;

v. 1ª Emissão - cessão, venda, alienação e/ou qualquer forma de transferência de ativos da Emitente, de modo que afete a capacidade econômica da Emitente de cumprir as obrigações previstas neste Termo de Emissão;

vi. 1ª Emissão - desapropriação, confisco ou qualquer outro ato de qualquer entidade ou autoridade governamental de qualquer jurisdição que resulte na efetiva perda, pela Emitente, da propriedade e/ou da posse direta ou indireta da totalidade ou de parte substancial de seus ativos imobilizados;

vii. 1ª Emissão - não obtenção ou renovação, cancelamento, revogação, intervenção, suspensão ou extinção das autorizações, concessões, subvenções, alvarás ou licenças (incluindo ambientais) necessárias para o regular exercício das atividades, negócios e operações da Emitente;

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das Notas Comerciais.

14. DEBÊNTURES

14.1. Política contábil

As debêntures 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 da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o exercício em que eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

As taxas pagas no estabelecimento das debêntures são reconhecidas como custos da transação das debêntures, uma vez que seja provável que uma parte ou o total seja sacado. Nesse caso, a taxa é diferida até que o saque ocorra. Quando não houver evidências da probabilidade de saque de parte ou da totalidade, a taxa é capitalizada como um pagamento antecipado de serviços de liquidez e amortizada durante o exercício ao qual se relaciona.

As debêntures são classificadas como passivo circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

14.2. Composição

				2025		
				Circulante	Não circulante	
Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Variação monetária e (custos de transação)	Total
10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	20.283	300.000	(191) 299.809
10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	21.724	320.000	(284) 319.716
				42.007	620.000	(475) 619.525

					2024		
					Circulante	Não circulante	
Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Variação monetária e (custos de transação)	Total
8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	80.000	39.344	119.344	—
10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	—	14.420	14.420	300.000
10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	—	15.460	15.460	320.000
				80.000	69.224	149.224	620.000
							(616) 619.384

14.3. Vencimento

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Variação monetária e (custos de transação)	Total
10ª série 1	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	—	14.420	14.420	300.000
10ª série 2	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	—	15.460	15.460	320.000
				80.000	69.224	149.224	620.000
							(616) 619.384

14.4. Movimentação

					2025		
					8ª Emissão	10ª emissão	Total
Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Principal	Série 2	Série 1	Série 2
10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	—	149.839	149.970	—
10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	—	—	—	319.716
					149.839	149.970	319.716

Saldo em 31 de dezembro de 2024

					2025		
					8ª Emissão	10ª emissão	Total
Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Principal	Série 2	Série 1	Série 2
10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	—	149.839	149.970	—
10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	—	—	—	319.716
					149.839	149.970	319.716

Saldo em 31 de dezembro de 2023

					2024		
					8ª Emissão	10ª emissão	Total
Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Principal	Série 2	Série 1	Série 2
10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	—	149.839	149.970	—
10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	—	—	—	319.716
					149.839	149.970	319.716

Saldo em 31 de dezembro de 2022

14.5. Características dos contratos de debêntures

Emissão	Série	Remuneração	Registro CVM da Emissão	Data de emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Agente fiduciário	Periodicidade de pagamento dos juros	Número de parcelas	Destinação de recursos
10ª	1	DI + 0,60% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2029	300.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro
10ª	2	DI + 0,70% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2031	320.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro

14.6. Garantias contratuais

Não há garantias expressas em contrato.

14.7. Cláusulas restritivas ("Covenants")

14.7.1. Covenants financeiros

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Décima emissão, a serem apurados com base nas Demonstrações Financeiras:

i. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;

ii. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;

iii. Redução de capital da Companhia poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,9, do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Companhia, na 10ª emissão.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos covenants, conforme a seguir:

Índice financeiro	Limites	2025	2024
Ebitda/Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	9,26	19,11
Dívida líquida/Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	1,77	0,36
Dívida total/(Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,61	0,48

14.7.2. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Décima emissão, os quais vêm sendo atendidas pela Companhia, dos quais destacamos os mais relevantes:

i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor igual ou superior a R\$ 90 milhões para a 10ª emissão;

ii. 10ª debêntures - Transferência de controle acionário direto ou indireto da Companhia, desde que, após tal transferência as classificações de risco pela Moody's ou Standard & Poor's ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário, a classificação de risco da Companhia em dois níveis em relação a classificação de risco vigente na data da emissão;

iii. Cisão, fusão, incorporação (no qual a Companhia seja cindida ou incorporada), exceto previamente autorizado por debenturistas obedecendo as cláusulas estabelecidas na escritura das debêntures;

iv. Término antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo



CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E DE 2024

★ continuação

15.2. Composição e movimentação

	Saldo em 2024		Movimentação do exercício				Saldo em 2025		
	Passivo circulante		Dividendos propostos/ adicionais e JSCP constituídos	JSCP a pagar isentos e imunes de IRRF (*)	Pagamentos		Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
(A) Dividendos									
Rio Paranapanema Participações S.A.	367.728		465.991	—	(367.728)	275.291	190.700	465.991	
Acionistas minoritários	16.098		18.455	—	(14.269)	12.731	7.553	20.284	
	383.826		484.446	—	(381.997)	288.022	198.253	486.275	
(B) Juros sobre capital próprio (*)									
Rio Paranapanema Participações S.A.	86.667		98.114	—	(86.667)	98.114	—	98.114	
Acionistas minoritários	3.953		3.886	313	(3.638)	4.514	—	4.514	
	90.620		102.000	313	(90.305)	102.628	—	102.628	
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a pagar	474.446		586.446	313	(472.302)	390.650	198.253	588.903	

(*) Os juros sobre capital próprio estão sendo apresentados líquidos dos impostos retidos.
(**) Saldos imunes e isentos de IRRF, conforme alínea b, § 10 do art. 28 da Lei nº 9.532, de 10 de dezembro de 1997.

16. PARTES RELACIONADAS

16.1. 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 da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o exercício em que eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

A Companhia é controlada pela Rio Paranapanema Participações S.A., a qual, por sua vez, é controlada pela CTG Brasil, sociedade constituída no Brasil, detentora de 66,67% das ações da Rio Paranapanema Participações S.A. O controlador em última instância é a China Three Gorges Corporation, empresa de energia estatal chinesa. Para todas as transações, as premissas contratuais são as definidas entre as partes.

16.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

16.2.1. Limite de remuneração aprovada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE)

Em 30 de abril de 2025, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE), foi aprovado o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 9.700 para 2025, como segue:

	2025	2024
Conselho de Administração	700	1.400
Diretores	7.500	3.500
Conselho Fiscal	1.500	1.500
	9.700	6.400
Benefícios de curto prazo para administradores	4.863	3.729
Benefícios pós-emprego	181	182
Conselho Fiscal	1.178	1.247
	6.222	5.158

16.3. Transações locais

A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas junto à CTG Brasil e às suas subsidiárias Rio Paraná Energia S.A., Rio Canoas Energia S.A. e Rio Verde Energia S.A., contrato este previamente aprovado pelo Despacho Anel nº 2.018, de 10 de julho de 2017. O referido contrato foi renovado por mais 5 anos, em 2024, conforme o Despacho Anel nº 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 Verde Energia S.A., contrato este previamente aprovado pelo Despacho Anel nº 3.620, de 11 de novembro de 2021. A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas com sua Controladora, Rio Paranapanema Participações S.A., por meio do qual compartilha atividades administrativas, registrando os valores a receber e a pagar decorrentes do compartilhamento.

16.3.1. Saldos

	2025	Passivo Circulante	Passivo Circulante
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	—	—	2.216
Rio Canoas Energia S.A.	62	—	10
Rio Verde Energia S.A.	—	—	4
Rio Paraná Energia S.A.	790	—	621
	852	—	2.851

16.3.2. Resultado

	2025	2024
Compartilhamento de infraestrutura	(21.011)	(16.387)
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	767	694
Rio Canoas Energia S.A.	376	390
Rio Verde Energia S.A.	3.419	2.564
Rio Paraná Energia S.A.	990	2.282
Rio Paranapanema Participações S.A.	(15.459)	(10.457)

17. PROVISÕES

17.1. Composição dos saldos

	2025	2024
Circulante		
Provisões	9.880	—
Provisões para licenças ambientais	9.880	—
Não circulante		
Provisões	18.431	—
Provisões para licenças ambientais	106.818	87.180
Provisões para riscos	125.249	87.180
	135.129	87.180

Total

17.2. Provisões para licenças ambientais

17.2.1. Política contábil

As provisões para licenças ambientais referem-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.

17.2.2. Composição e movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—
Constituição de provisão	55.730	(22.735)	32.995
Realização de provisão	(5.635)	—	(5.635)
Ajuste a valor presente	—	951	951
Saldo em 31 de dezembro de 2025	50.095	(21.784)	28.311
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—
Circulante	13.674	(3.794)	9.880
Não circulante	36.421	(17.990)	18.431
Saldo em 31 de dezembro de 2025	50.095	(21.784)	28.311

17.3. Provisões para riscos e contingências

17.3.1. Política contábil

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

i. haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;

ii. é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e

iii. 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/IPC 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 reflete 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 Diretoria 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 trabalhistas, fiscais, ambientais, regulatórias e cíveis, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.

Demais depósitos não relacionados às provisões constituídas, são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 8).

17.3.2. Provisões para riscos

17.3.2.1. Composição e movimentação

	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	Am-bientais	Regula-tórias	Total
(A) Provisão para riscos								
Saldo em 31 de dezembro de 2024	7.976	3.206	493	2.647	22.434	51.341	88.097	
Provisões/(reversões)	(3.597)	23.773	—	(113)	(1.300)	—	—	18.763
Provisões(*)	—	—	(54)	—	—	—	—	(54)
Variações monetárias	853	177	—	128	1.286	470	2.914	
Variações monetárias (*)	(442)	—	3	—	(1.069)	—	—	3
Acordos/pagamentos	(3.186)	23.950	(51)	15	(1.083)	470	20.115	
Saldo em 31 de dezembro de 2025	4.790	27.156	442	2.662	21.351	51.811	108.212	
(B) Depósitos judiciais								
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(533)	(37)	—	(291)	(56)	—	(917)	

	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	Am-bientais	Regula-tórias	Total
Variações monetárias	(31)	(3)	—	—	(9)	(51)	—	(94)
(Adições)	(194)	—	—	—	—	(2.011)	—	(2.205)
(Adições) (*)	—	—	(15)	—	—	—	—	(15)
Baixas	476	—	—	306	1.129	—	—	1.911
Reclassificações (i)	(74)	—	—	—	—	—	—	(74)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	177	(3)	(15)	297	(933)	—	(477)	
(A+B) Provisões líquidas	(356)	(40)	(15)	6	(989)	—	(1.394)	

Não circulante	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341	87.180
Saldo em 31 de dezembro de 2024	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341	87.180
Não circulante	4.434	27.116	427	2.668	20.362	51.811	106.818
Saldo em 31 de dezembro de 2025	4.434	27.116	427	2.668	20.362	51.811	106.818

	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	Am-bientais	Regula-tórias	Total
(A) Provisão para riscos								
Saldo em 31 de dezembro de 2023	10.209	17.925	54	2.421	21.051	48.622	100.282	
Provisões/(reversões)	(1.757)	(14.870)	—	112	853	—	—	(15.662)
Provisões (*)	—	—	422	—	—	—	—	422
Variações monetárias	972	151	—	118	1.225	2.719	5.185	
Variações monetárias (*)	—	—	17	—	—	—	—	17
Reclassificações (i)	—	—	—	(4)	—	—	—	(4)
Acordos/pagamentos	(1.448)	—	—	—	(695)	—	—	(2.143)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(2.233)	(14.719)	439	226	1.383	2.719	(12.185)	
(B) Depósitos judiciais	7.976	3.206	493	2.647	22.434	51.341	88.097	

Saldo em 31 de dezembro de 2023	(2.026)	(35)	—	(279)	(737)	—	(3.077)	
Variações monetárias	(130)	(2)	—	(13)	(14)	—	(159)	
(Adições)	—	(329)	—	—	1	—	(328)	
Baixas	1.623	329	—	—	695	—	2.647	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.493	(2)	—	(12)	681	—	2.160	
(A+B) Provisões líquidas	(533)	(37)	—	(291)	(56)	—	(917)	

Não circulante	8.183	17.890	54	2.142	20.314	48.622	97.205
Saldo em 31 de dezembro de 2023	8.183	17.890	54	2.142	20.314	48.622	97.205
Não circulante	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341	87.180
Saldo em 31 de dezembro de 2024	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341	87.180

(*) Efeitos contabilizados em contrapartida do imobilizado em razão da discussão ser a respeito de terrenos, que são controlados no grupo de imobilizado.

(i) Reclassificações ocorridas entra depósitos judiciais vinculados e não vinculados a provisões.

A respeito das discussões judiciais em andamento, vale destacar:

17.3.2.2. Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2025, as principais provisões relativas aos riscos trabalhistas com expectativas de perda provável são referentes às ações movidas por ex-empregados, sindicatos e terceirizados, envolvendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, entre outros pedidos. As reversões referem-se a andamentos e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Companhia decorrentes de decisões favoráveis no exercício. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais, o que acarretou a redução das provisões.

17.3.2.3. Fiscais

As provisões relativas aos riscos fiscais para 31 de dezembro de 2025 são de R\$ 26.941 decorrem de processos judiciais e administrativos, sendo os principais:

- i. Ação Anulatória ajuizada pela Companhia visando cancelamento de débitos de PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. A discussão se dá em razão da isenção na aquisição de energia elétrica de Itaipu, a qual a Receita Federal não entende cabível. O valor total da discussão em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 5.811, sendo que o valor provável é de R\$ 651.
- ii. Mandado de Segurança para a incidência da CIDE, imposta pela Lei nº 10.168/02, e posteriores alterações, sobre os pagamentos efetuados ao exterior em razão de contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira. O valor total em discussão em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 998.
- iii. Devido a desfecho desfavoráveis em processo semelhante em que se discute saldo negativo de CSLL, adquiridos na época da Cisão da CESP e devido à expectativa de desembolso futuro, a Diretoria deliberou pela constituição da provisão de R\$ 23.772. Além das destacadas, a Companhia ainda tem outras ações de valores menos relevantes.

17.3.2.4. Ambientais

Em 31 de dezembro de 2025, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- i. Ação Civil Pública movida pelo Município de Santo Inácio contra a Companhia em que se discute a compensação de impactos ambientais. As partes estão em discussão para formalização de um TAC que colocará firm na Ação Civil Pública no montante atualizado para 31 de dezembro de 2025 de R\$ 17.415 (R\$ 16.545 em 31 de dezembro de 2024);
- ii. Ação Anulatória ajuizada para declarar nulo o Autos de Infração nº 246.946-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é R\$ 256;
- iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 3.677 com uma redução de aproximadamente R\$ 695 por conta de acordos realizados nos processos.

17.3.2.5. Regulatórias

Em 2002, AES Sul distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a aplicação retroativa da Resolução 288 da Anel. A Companhia pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora.

Devido ao andamento no processo durante o ano de 2023 e com base na expectativa de futuro desembolso da Companhia, a Diretoria deliberou pela constituição de provisão cujo montante atualizado para 31 de dezembro de 2025 é R\$ 51,8 milhões.

17.3.3. Contingências

17.3.3.1. Composição

	2025	2024
Trabalhistas	7.156	10.076
Fiscais	128.376	141.617
Cíveis	5.384	3.863
Ambientais	28.335	26.643
Regulatórias	79.028	74.407
	248.279	256.606

17.3.3.2. Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências trabalhistas classificadas como de perda possível totalizavam R\$ 7.156 (R\$ 10.076 em 31 de dezembro de 2024). A redução de R\$ 3,1 milhões decorre, principalmente, da baixa de ações trabalhistas envolvendo prestadores de serviços terceirizados, nas quais a Companhia foi excluída do polo passivo em razão de decisões judiciais favoráveis, bem como do encerramento definitivo de ação de valor relevante ajuizada por ex-empregado próprio, cujo desfecho foi integralmente favorável à Companhia.

Os incrementos observados no período referem-se, majoritariamente, a novas demandas propostas por ex-empregados, entidades sindicais e terceiros, relacionadas ao pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicional de periculosidade, equiparação salarial, entre outros pleitos. Atualmente, as principais contingências concentram-se em ações movidas por empregados próprios, envolvendo, sobretudo, pedidos de horas extras, intervalo intrajornada e indenização por danos morais, além da atualização monetária dos valores das causas.

17.3.3.3. Fiscais

Em 31 de dezembro de 2025, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- i. Mandado de Segurança, que visa a concessão de liminar para ser reconhecido o direito da Companhia de não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 12.552;
- ii. Processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Companhia apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 47.893 (R\$ 39.613 em 31 de dezembro de 2024). O aumento do valor decorrer decorre de atualização monetária dos casos;
- iii. Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL, IRPJ e Lucro Inflacionários referentes aos anos calendário de 2005 a 2010 respectivamente. Nos casos foram apresentados Recursos Voluntários que estão pendentes de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2025, totalizam R\$ 21.216 (R\$ 47.818 em 31 de dezembro de 2024);
- iv. Ação anulatória que discute o saldo negativo de CSLL do ano calendário que foi adquirido pela Companhia na cisão parcial da CESP. Decisão de primeira instância desfavorável. O valor classificado como possível é de R\$ 42.698 em 31 de dezembro de 2025. As demais variações fiscais decorrem de variações monetárias.

17.3.3.4. Cíveis

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências cíveis classificadas como de perda possível totalizavam R\$ 5.384 (R\$ 3.863 em 31 de dezembro de 2024). O aumento decorre de uma nova ação judicial indenizatória ajuizada por um prestador de serviços no âmbito de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.

17.3.3.5. Ambientais

Em 31 de dezembro de 2025 as principais contingências ambientais com expectativa de perda possível são:

- i. Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAT), pelo IBAMA e pela CETESB, relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Salto Grande, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu, Capivara e P



CTG Brasil

Rio Parapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

18. PLANOS DE PENSÃO E APOSENTADORIA

18.1. Benefícios a empregados

18.1.1. Política contábil

A Companhia patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método do crédito unitário projetado e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 110/2022 (CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados).

Com relação aos planos de pensão de benefício definido, a Companhia reconhece passivo no balanço patrimonial se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano.

O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de descontos condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado mensalmente. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia.

18.2. Contribuição definida

18.2.1. Política contábil

No plano de contribuição definida, a Companhia faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privada conforme opção do colaborador para esse benefício. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo montante foi de R\$ 866 (R\$ 1.609 em 31 de dezembro de 2024).

18.3. Benefício definido

18.3.1. Política contábil

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados. A Vivest (antiga Fundação CESP) é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios supracitados.

O Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - PSAP da Companhia é estruturado na modalidade de Benefício definido, criado em 1º de setembro de 1999 e encontra-se aberto à novas adesões para os empregados da Companhia. O plano garante uma suplementação do benefício do INSS mediante à aposentadoria e invalidez aos empregados inscritos no plano, conforme as regras definidas pelo regulamento do plano, atualmente está aberto para a entrada de novos participantes. Além disso, empregados admitidos antes de 1998 também fazem parte do plano BSPS (Benefício Suplementar Proporcional Saldado), na modalidade de Benefício definido.

O custeio do plano é determinado pelo regulamento através das contribuições dos participantes, aposentados e patrocinadores.

A Companhia designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuária independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que eles representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1) /IAS 19 - Benefícios a empregados, obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 110/2022. Durante este processo, todas as premissas atuariais foram revisadas. A avaliação atuarial adotou o método do crédito unitário projetado e o ativo líquido do plano é avaliado pelo valor justo.

As obrigações com a Vivest (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de pensão e aposentadoria, quando aplicável.

18.3.2. Conciliação dos ativos/passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

	2025	2024
Obrigação de benefício definido	(351.375)	(365.454)
Valor justo do ativo do plano	435.908	412.585
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	(84.533)	(47.131)
Passivo reconhecido no balanço patrimonial	—	—

No exercício de 2024, a Companhia reverteu o saldo em seu passivo de longo prazo de R\$ 4.490 em contrapartida ao patrimônio líquido (outros resultados abrangentes), conforme estabelecido pelo CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados, devido a alteração do limite máximo reconhecido de ativo/passivo oneroso e para o exercício de 2025 considerando as metodologias e hipóteses mandatórias para apuração da provisão, para fins contábeis, o plano apresentou um superávit conforme quadro acima, não havendo necessidade de reconhecimento de saldo em seu balanço.

18.3.3. Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial

	2025	2024
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	—	4.490
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(4.377)	1.609
Contribuições da empresa realizadas no exercício	(929)	(1.139)
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes ("OCI") (*)	52.436	(4.960)
Valor líquido do (passivo)/ativo de benefício definido a partir do final do ano	47.130	—

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

18.3.4. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	2025	2024
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	365.454	409.204
Custo do serviço corrente	2.593	2.808
Custo do serviço	866	1.040
Contribuição de participante	1.727	1.768
Custo dos juros	38.961	39.196
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Redimensionamento da obrigação	(22.130)	(52.981)
Obrigação de benefício definido no final do ano	351.375	365.454

18.3.5. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	2025	2024
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	412.585	404.714
Rendimento real dos ativos	54.170	37.736
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	44.204	38.627
Rendimento do valor justo do ativo do plano	9.966	(891)
Contribuições no exercício	2.656	2.908
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Valor justo dos ativos no final do exercício	435.908	412.585

18.3.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	2025	2024
Custo do serviço corrente	866	1.040
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	38.961	39.196
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(44.204)	(38.627)
Total	(4.377)	1.609

18.3.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	2025	2024
Saldo no início do exercício		
Efeito da alteração de premissas financeiras	(12.008)	(39.660)
Efeito da alteração de premissas demográficas	(11.158)	172
Efeito da experiência do plano	1.036	(13.494)
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(9.966)	891
Alteração do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso no final do ano (*)	84.532	47.131
Saldo no final do exercício	52.436	(4.960)

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

18.3.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

18.3.8.1. Hipóteses econômicas

	2025	2024
Taxa nominal de desconto (*)	11,53 % ao ano	11,12 % ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	11,53 % ao ano	11,12 % ao ano
Taxa nominal de crescimento salarial	6,60 % ao ano	6,60 % ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,00 % ao ano	4,00 % ao ano
Taxa de inflação estimada no longo prazo	4,00 % ao ano	4,00 % ao ano

Fator de capacidade

Salários	100,00%	100,00%
Benefícios	100,00%	100,00%

(*) Utilização de taxas nominais.

18.3.8.2. Hipóteses demográficas

	2025	2024
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	UP-B4M Modificada suav. Em 60%	Mercer Disability suav. Em 50%
Mortalidade de inválidos	AT - 49 Masculina agravada em 10%	AT - 49 Masculina agravada em 10%
	75% casados, mulher 5 anos mais jovem que homem	Funcesp 2014
Composição familiar	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres
Idade de aposentadoria	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos
Taxa de crescimento salarial	2,22%	2,22%
Rotatividade	Experiencia Plano Parapanema 2015 - 2024	ExpR_2023

18.3.9. Dados dos participantes

	2025	2024
Numero de Participantes		
Ativos	142	148
Aposentados e pensionistas	264	263
Inválidos	13	13

18.3.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2025 foi de R\$ 351.375, a Companhia realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1 p.p., tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto (+1,00 p.p.)	Taxa de desconto (-1,00 p.p.)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	32.347	(27.701)
Total da Obrigação de Benefício Definido	383.722	323.674
Duration da obrigação (em anos)	8,85	9,40

18.3.11. Estimativa da despesa de benefício definido para o próximo exercício

Custo do serviço corrente	598
Custo dos juros	38.697
Rendimento esperado dos ativos do plano	(38.697)
Custo da obrigação de benefício definido	598

18.3.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2025 é de R\$ 1.014 (R\$ 1.872 em 31 de dezembro de 2024). Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

1 ano	31.489
Entre 2 e 5 anos	137.939
Entre 5 e 10 anos	201.451

19. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

19.1. Capital social subscrito e integralizado

Ações Ordinárias (ON) e preferenciais (PN) são classificadas como patrimônio líquido. As ações preferenciais não dão direito de voto, possuindo preferência na liquidação da sua parcela do capital social.

Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024, o capital social autorizado da Companhia é de R\$ 2.355.580 sendo R\$ 785.193.333 (setecentos e oitenta e cinco milhões, cento e noventa e três mil, trezentos e trinta e três) em ações ordinárias e R\$ 1.570.386.667 (um bilhão e quinhentos e setenta milhões, trezentos e oitenta e seis mil, seiscentos e sessenta e seis) em ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 839.138 (R\$ 839.138 em 31 de dezembro de 2024) dividido em 94.433.283 (noventa e quatro milhões, quatrocentos e trinta e três mil, duzentas e oitenta e três) ações, sendo 31.477.761 (trinta e um milhões, quatrocentos e setenta e sete mil, setecentas e sessenta e uma) ações ordinárias e 62.955.522 (sessenta e dois milhões, novecentas e cinquenta e cinco mil, quinhentas e vinte e duas) ações preferenciais, todas nominativas escriturais, sem valor nominal.

Posição acionária em 2025 (Em ações unitárias)		Ações ordinárias		Ações preferenciais		Total	
Acionistas			%		%		%
Rio Parapanema Participações S.A.	31.180.725	99,06	59.655.272	94,76	90.835.997	96,19	
Vinci Gas Dividends Stock Investment Fund.	—	—	655.800	1,04	655.800	0,70	
Demais pessoas físicas e jurídicas	297.036	0,94	2.644.450	4,20	2.941.486	3,11	
	31.477.761	100,00	62.955.522	100,00	94.433.283	100,00	

Posição acionária em 2024 (Em ações unitárias)		Ações ordinárias		Ações preferenciais		Total	
Acionistas			%		%		%
Rio Parapanema Participações S.A.	31.180.725	99,06	59.655.272	94,76	90.835.997	96,19	
Vinci Gas Dividends Stock Investment Fund.	—	—	662.400	1,05	662.400	0,70	
Demais pessoas físicas e jurídicas	297.036	0,94	2.637.850	4,19	2.934.886	3,11	
	31.477.761	100,00	62.955.522	100,00	94.433.283	100,00	

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- Prioridade de reembolso no capital, sem direito a prêmio no caso de liquidação da Companhia;
- Dividendo prioritário, não cumulativo, de 10% ao ano calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
- Direito de serem incluídas na oferta pública de alienação de controle, nas condições previstas no artigo 254-A da Lei nº 6.404/1976;
- Direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, escolhidos pelos titulares das ações, em votação em separado;
- Direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias;
- Não terão direito a voto e serão irresgatáveis, enquanto cada ação ordinária nominativa terá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembleias Gerais.

19.2. Reservas de capital

	2025	2024
Agio na subscrição de ação	468	468
Conta de cisão	(6.418)	(6.418)
Agio na incorporação de sociedade controladora	103.838	103.838
Reserva especial - Reorganização societária - Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia	17.196	17.196
	115.084	115.084

19.3. Reserva legal

Constituída em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, até o limite de 20% do capital social. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 a Companhia alcançou o limite de constituição da reserva legal, não havendo novas constituições desde então.

19.4. Destinação dos lucros acumulados no exercício

19.4.1. Formação e destinação dos lucros acumulados no exercício

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	250.847	431.271
Depreciação (custo atribuído)	85.335	86.718
Baixas (custo atribuído)	(155)	(320)
IRPJ/CSLL diferidos (custo atribuído)	(28.961)	(29.375)
Lucros acumulados	307.066	488.294
Distribuições		
Dividendos intermediários	164.321	—
Dividendos propostos	22.745	382.294
Juros sobre capital próprio	120.000	106.000
	307.066	488.294

19.4.2. Valor por ação dos dividendos e JSCP

Deliberação	Provento	R\$ mil	R\$
AGE de 09/12/2025	Juros sobre capital próprio	120.000	1,27074
AGE de 29/12/2025	Dividendo	297.380	3,14910
AGE de 29/12/2025	Dividendo	164.321	1,74008

AGE - Assembleia Geral Extraordinária/AGO - Assembleia Geral Ordinária.

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, a distribuição dos resultados apurados em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano far-se-á semestralmente, em Assembleia Geral, ou em períodos inferiores, caso o Conselho de Administração deliberar a distribuição de dividendos trimestrais ou intermediários. Caberá à Assembleia Geral deliberar, até 31 de outubro de cada ano, sobre a distribuição de dividendos baseados nos resultados apurados no balanço semestral de 30 de junho, conforme estipulado no Estatuto Social, respeitado o disposto no parágrafo 3º do artigo 205 da Lei nº 6.404/1976.

O Conselho de Administração poderá deliberar a distribuição de dividendos trimestrais, com base em balanço especial levantado para esse fim, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre civil não exceda o montante das reservas de capital de que trata o parágrafo 1º do artigo 182 da Lei nº 6.404/1976.

Mediante deliberação do Conselho de Administração, poderão ser declarados dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral já aprovado pela Assembleia Geral.

Após a dedução para a reserva legal, os lucros líquidos distribuir-se-ão na seguinte ordem:

- Dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
 - Dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações ordinárias, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
 - Distribuição do saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, em igualdade de condições.
- Contudo, para o exercício de 2025, o valor deliberado difere da prática usual da Companhia em razão da edição da Lei nº 15.270, que estabelece a possibilidade de pagamento até 2028, preservando, assim, a isenção do IRRF, conforme mencionado e divulgado nas (notas explicativas nº 1.5.2 e 15, respectivamente).

19.5. Custo atribuído

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.

20. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

20.1. Política contábil

20.1.1. 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 acordo com as regras de mercado de energia elétrica, que estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador e classifica em contratos bilaterais, de leilão, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Diretoria da Companhia, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

20.1.2. 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.

20.1.3. Receita de geração no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Contratos negociados no ambiente de contratação regulado, onde a comercialização de energia elétrica ocorre intermediada por leilões públicos promovidos pelo governo federal, com regras definidas principalmente pela Aneel e pelo MME. Podem ser contratos de curto e longo prazo acordo com o seu edital.

	2025	2024
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	1.193.880	1.270.905
Contratos ACR	28.714	—
Mercado de curto prazo (MCP)	201.958	89.801
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	6.631	4.632
	1.431.183	1.365.338

Total receita operacional bruta

Deduções à receita operacional	(118.065)	(117.804)
PIS e COFINS	(41.695)	(31.829)
ICMS	(11.947)	(11.532)
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI)	(171.707)	(161.165)
	1.259.476	1.204.173

Receita operacional líquida





CTG Brasil

Rio Parapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

21. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA, COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE

21.1. Energia elétrica vendida

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	6.596.366	1.193.880	7.039.493	1.270.905
Contratos ACR	208.003	28.714	—	—
Mercado de curto prazo (MCP)	899.649	201.958	962.299	89.801
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	173.177	6.631	226.965	4.632
	7.877.195	1.431.183	8.228.757	1.365.338

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

21.2. Energia elétrica comprada

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	577.851	131.985	373.821	73.961
Mercado de curto prazo (MCP)	2.237	—	—	—
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	365.975	7.732	1.512.839	49.093
(-) Crédito de PIS	—	(1.759)	—	(1.220)
(-) Crédito de COFINS	—	(8.102)	—	(5.621)
	946.063	129.856	1.886.660	116.213

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

21.3. Encargos de uso da rede elétrica

21.3.1. Política contábil

As tarifas devidas pela Companhia, conforme estabelecido pela Aneel, compreendem a Tust, a Tust-g e os Encargos de Conexão (vide nota explicativa nº 12).

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 um valor estimado em 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 (localonal), referente a aproximadamente 20% do encargo da Tust. As usinas que pagam Tust são: UHEs Jurumirim, Capivara, Chavantes e Taquaruçu, pois estão ligadas diretamente à Rede Básica.

A Tust-g remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos geradores para ligar suas usinas à Rede Básica ou a centros de consumo. As usinas da Companhia que pagam Tust-g para acessar os centros de consumo, são: UHEs Rosana (que se encontra na área de concessão da Elektro Eletricidade e Serviços S.A.), Canoas I, Canoas II e Salto Grande (que se encontram na área de concessão da Energisa Sul-Sudeste Distribuidora de Energia S.A., as PCHs Retiro e Palmeiras (que se encontram na área de concessão da CPFL Paulista) também estão sujeitas a este encargo.

Os encargos de conexão são pagos mensalmente à ISA Energia devido ao uso de instalações na tensão de distribuição (entrada de linha em 13,8 kV).

	2025	2024
Tust	176.018	180.441
Tust-g	39.393	38.875
Encargos de conexão	200	203
(-) Crédito de PIS	(3.001)	(3.414)
(-) Crédito de COFINS	(13.825)	(15.723)
	198.785	200.382

22. RESULTADO FINANCEIRO

22.1. 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, variações cambiais, juros entre outras.

	2025	2024
Receitas		
Rendimento de aplicações financeiras	63.528	41.501
Variações monetárias	27.113	26.192
Depósitos judiciais	10.271	8.407
Tributos a recuperar	136	740
Inadimplência CCEE	508	825
Liminares CCEE	15.517	15.998
Outras	681	222
Compensação financeira	—	1.000
Ajuste a valor presente (AVP)	2	—
AVP Licença ambiental	2	—
(-) PIS e COFINS	(3.441)	(2.453)
Outras receitas financeiras	57	114
	87.259	66.354
Despesas		
Juros	(115.759)	(66.347)
Debêntures	(91.415)	(66.269)
Empréstimos	(24.270)	—
Outros	(74)	(78)
Variações monetárias	(40.030)	(40.379)
Liminares CCEE	(11.206)	(10.511)
Provisões para riscos	(2.914)	(5.185)
Debêntures	(1.974)	(7.075)
Outras	(23.936)	(17.608)
Despesas plano de pensão	(866)	(1.609)
Ajuste a valor presente (AVP)	(953)	—
AVP Licença ambiental	(953)	—
Outras despesas financeiras	(3.078)	(2.169)
	(160.686)	(110.504)
	(73.427)	(44.150)

Resultado financeiro líquido

23. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E TRIBUTOS DIFERIDOS

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

23.1.1. 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		316.355			532.630	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(79.089)	(28.472)	(107.561)	(133.158)	(47.937)	(181.095)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos (*)	—	—	—	39.023	14.048	53.071
Juros sobre capital próprio (JSCP)	30.000	10.800	40.800	26.500	9.540	36.040
Doações Incentivadas	2.982	—	2.982	2.803	—	2.803
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	—	—	—	(2.118)	(763)	(2.881)
Incentivos fiscais	28	—	28	30	—	30
Adesão ao programa Litígio Zero (**)	—	—	—	(5.263)	(1.895)	(7.158)
Outras (adições) permanentes, líquidas	(1.174)	(431)	(1.605)	(1.725)	(629)	(2.354)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(47.253)	(18.103)	(65.356)	(73.908)	(27.636)	(101.544)
IRPJ e CSLL correntes	60.277	22.792	83.069	69.840	26.171	96.011
IRPJ e CSLL diferidos	(13.024)	(4.689)	(17.713)	4.068	1.465	5.533
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	47.253	18.103	65.356	73.908	27.636	101.544
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(668)	820	152	(185)	—	(185)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	46.585	18.923	65.508	73.723	27.636	101.359
Alíquota efetiva	14,9%	5,7%	20,7%	13,9%	5,2%	19,1%

(*) A reversão da provisão, tratada nesta linha, está referenciada no item 9.5 desta demonstração, cujo impacto na reconciliação de impostos deve-se ao fato da incorporada Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda. ser optante pelo Lucro Presumido e não registrou um diferido ativo quando da sua constituição.

(**) Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF) que a Companhia realizou a transação tributária com desconto de 65% dos débitos atualizados. O acordo celebrado foi homologado pela Receita Federal.

23.2. Tributos diferidos

23.2.1. 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						
Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa	238.476	84.698	323.174	265.610	94.466	360.076
Diferenças temporárias						
Liminares CCEE (GF)	27.811	10.012	37.823	28.889	10.400	39.289
Provisões para riscos	27.071	9.746	36.817	21.701	7.812	29.513
Benefício fiscal	3.529	1.271	4.800	4.508	1.623	6.131

	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	2.209	795	3.004	2.076	747	2.823
Outras provisões	690	247	937	966	348	1.314
Total bruto	299.786	106.769	406.555	323.750	115.396	439.146
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(174.663)	(62.879)	(237.542)	(211.687)	(76.207)	(287.894)
Total	125.123	43.890	169.013	112.063	39.189	151.252

Passivo de imposto diferido

Diferenças temporárias

Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(125.017)	(45.007)	(170.024)	(141.495)	(50.939)	(192.434)
Ajuste de avaliação patrimonial	(38.574)	(13.887)	(52.461)	(59.868)	(21.552)	(81.420)
Reserva especial - Reorganização societária - Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia	(6.513)	(2.345)	(8.858)	(6.513)	(2.345)	(8.858)
Ajuste atuarial plano de pensão	(3.811)	(1.372)	(5.183)	(3.811)	(1.371)	(5.182)
AVP Licença ambiental	(748)	(268)	(1.016)	—	—	—
Total bruto	(174.663)	(62.879)	(237.542)	(211.687)	(76.207)	(287.894)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	174.663	62.879	237.542	211.687	76.207	287.894
Total	—	—	—	—	—	—
Imposto diferido líquido	125.123	43.890	169.013	112.063	39.189	151.252

Em 1º de janeiro de 2009, conforme previsto no CPC 27/IAS 16 - Ativo imobilizado e em atendimento às orientações contidas no ICPC 10 a Companhia reconheceu o valor justo de certos ativos imobilizados (custo atribuído) na data da adoção inicial dos CPCs e do IFRS. Em decorrência, a Companhia também reconheceu os correspondentes valores de imposto de renda e de contribuição social diferidos, nessa data de transição, acima apresentado no quadro como Ajuste de avaliação patrimonial.

A realização do imposto de renda e contribuição social diferidos ativo ocorrerá na medida em que tais valores sejam oferecidos à tributação.

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	21.594	40.349	44.053	40.005	43.842	216.712	406.555
Imposto diferido passivo	(52.111)	(52.729)	(52.257)	(45.904)	(36.235)	1.694	(237.542)
Imposto diferido líquido	(30.517)	(12.380)	(8.204)	(5.899)	7.607	218.406	169.013

23.3. Benefício fiscal - Ágio incorporado

O montante de ágio absorvido pela Companhia, em razão da incorporação da Duke Energia do Sudeste Ltda. ("Duke Sudeste"), em fevereiro de 2002 teve como fundamento econômico a expectativa de resultados futuros e será amortizado até 2030, conforme estipulado pela Resolução Aneel nº 28/2002, baseado na projeção de resultados futuros, elaborada por consultores externos naquela data.

A Companhia constituiu provisão para manter a integridade do patrimônio, cuja reversão neutralizará o efeito da amortização do ágio no balanço patrimonial, segue sua composição:

	2025			2024		
	Ágio	Provisão	Valor líquido	Ágio	Provisão	Valor líquido
Saldo oriundos da incorporação	305.406	(201.568)	103.838	305.406	(201.568)	103.838
Realização	(291.275)	192.237	(99.038)	(287.357)	189.651	(97.706)
Saldo no final do exercício	14.131	(9.331)	4.800	18.049	(11.917)	6.132

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras, o valor líquido correspondente ao benefício fiscal - imposto de renda e contribuição social, acima descrito, está sendo apresentado no balanço patrimonial como aumento desses mesmos tributos no ativo não circulante, na rubrica "Impostos diferidos". Na forma prevista pela resolução CVM nº 72/2022, não há efeitos no resultado do exercício conforme demonstrado a seguir:

	2025	2024
Amortização do ágio	(3.918)	(4.390)
Reversão da provisão	2.586	2.897
Benefício fiscal	1.332	1.493
	—	—

Realização do benefício fiscal referente ao ágio incorporado da Duke Sudeste:	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Realização estimada	1.190	1.062	948	847	753	4.800

24. LUCRO POR AÇÃO

O cálculo básico e diluído de lucro líquido por ação é feito através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício.

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo do lucro básico e diluído por ação:

	2025	2024
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia igualmente entre as classes de ações		
Preferenciais	167.230	287.512
Ordinárias	83.617	143.759
	250.847	431.271

Denominador (Média ponderada de números de ações)

Preferenciais	62.955	62.955
Ordinárias	31.478	31.478
	94.433	94.433

Resultado básico e diluído por ação

Preferenciais	2,65635	4,56695
Ordinárias	2,65635	4,56695

25. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

25.1. 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.

25.2. Classificação

A Companhia pode classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

- Mensurados ao valor justo através do resultado;
- Mensurados ao custo amortizado;

A Diretoria 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*).

25.3. 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.

25.4. 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.

25.5. 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



CTG Brasil

Rio Paranapanema Energia S.A.
CNPJ nº 02.998.301/0001-81



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

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.

25.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

25.6.1. 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	–	60	60	113	113
Aplicações financeiras	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	127.941	127.941	460.024	460.024
	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	2.389	2.389	2.011	2.011
Aplicações financeiras vinculadas	Custo amortizado	–	159.494	159.494	129.619	129.619
Clientes	Custo amortizado	–	852	852	–	–
Partes relacionadas	Custo amortizado	–	75.692	75.692	71.303	71.303
Depósitos judiciais	Custo amortizado	–	366.428	366.428	663.070	663.070
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	–	564.672	564.672	498.375	498.375
Encargos setoriais	Custo amortizado	–	35.943	35.943	27.279	27.279
Empréstimos	Custo amortizado	–	674.204	674.204	–	–
Debêntures	Custo amortizado	–	661.532	947.212	768.608	1.050.979
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	–	588.903	588.903	474.446	474.446
Partes relacionadas	Custo amortizado	–	2.851	2.851	–	–
			2.528.105	2.813.785	1.768.708	2.051.079

26. SEGUROS

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

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 2º andar, Bairro Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada em 26 de fevereiro de 2026, examinou as Demonstrações Financeiras da Companhia, as Notas Explicativas, o Relatório Anual da Administração, a Proposta para Distribuição do Resultado e o Relatório dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, nas atuais versões (arquivadas na sede da Companhia nessa data). Com base nos exames efetuados, observadas as análises levadas a efeito e os esclarecimentos apresentados pelos administradores da Companhia e pela auditoria independente, o Conselho Fiscal, por maioria de seus membros, opina favoravelmente, sem qualquer ressalva, pelo encaminhamento das contas do exercício de 2025 para apreciação em assembleia geral ordinária, para os devidos fins de direito. Referido parecer poderá ser revisado, caso exista alguma alteração relevante ou evento subsequente que ocorra entre esta data e a data de sua publicação.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026
Marcelo Curti - Presidente do Conselho Fiscal

DECLARAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Conselho de Administração da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 2º andar, Bairro Vila Olímpia, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 02.998.301/0001-81, declaram que:

(i) examinaram e discutiram o Relatório da Administração e as demais Demonstrações Financeiras da Companhia, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025; e

(ii) De forma unânime, manifestaram sua inteira concordância quanto aos referidos documentos.

Face ao exposto, é manifestação do Conselho de Administração da Companhia que os citados documentos merecem a aprovação dos Acionistas na Assembleia Geral Ordinária, a ser realizada em 30 de abril de 2026.

São Paulo, 25 de fevereiro de 2026
Márcio José Peres - Presidente do Conselho de Administração

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do parágrafo 1º do artigo 27 da Instrução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, os membros da Diretoria da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 2º andar, Vila Olímpia, CEP 04551-060, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declaram que:

(i) reviram, discutiram e concordam com o Relatório Anual da Administração e com as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025; e

(ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes,

auditores independentes da Companhia, relativamente às Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

São Paulo, 23 de fevereiro de 2026
Rio Paranapanema Energia S.A.
Vitor Hugo Lazzareschi - Diretor Comercial e Regulatório
Renato Baccili Castilho - Diretor de Operação e Manutenção
Rodrigo Teixeira Egreja - Diretor Financeiro

MEMBROS DA GOVERNANÇA

Conselho de Administração		Conselho Fiscal	
Márcio José Peres - Presidente	Leandro Feltran Barbieri - Membro Efetivo	Marcelo Curti - Presidente	François Moreau - Membro Efetivo
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva - Membro Efetivo	Marco Antonio Baggio - Membro Suplente	Edgard Raffaeili - Membro Efetivo	Luís Antônio Esteves Noel - Membro Suplente
Rodrigo Fernandes Monteiro - Membro Efetivo	João Luis Campos da Rocha Calisto - Membro Efetivo	Fábio de Carvalho e Mello Curti - Membro Suplente	

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva - Diretor-Presidente, de Relações com Investidores e de Administração Financeira	Vitor Hugo Lazzareschi - Diretor Executivo	Renato José Baccili Castilho - Diretor Executivo	Rodrigo Teixeira Egreja - Diretor Executivo
Antônio dos Santos Entraut Junior - Contador - CRC - PR-068461/O-1			

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas da Rio Paranapanema Energia S.A.
São Paulo - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Rio Paranapanema 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 Paranapanema 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 de entidades de interesse público no Brasil. Nós também 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.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Provisão para riscos

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 11 e nº 17 às demonstrações financeiras, a Companhia possui estimativa contábil relacionada a provisão para riscos fiscais, trabalhistas, elvies, ambientais e regulatórios.

A determinação da probabilidade de perda, assim como a definição da exposição a perda, requer o exercício de julgamento significativo da Diretoria, em conjunto com seus assessores jurídicos. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo total da provisão para riscos cuja probabilidade de perda foi considerada provável, líquido dos depósitos judiciais diretamente relacionados, era de R\$ 106.818 mil, o valor referente aos processos cuja probabilidade de perda foi considerada possível (passivos contingentes) de R\$ 248.279 mil, e o saldo referente à liminar da garantia física de R\$457.076 mil (passivos regulatórios registrado na rubrica de fornecedores).

Devido à relevância dos valores o do julgamento significativo envolvido para definir a probabilidade de perda, a subjetividade para mensurar as provisões e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, com a utilização de conhecimento técnico e análise de jurisprudências, consideramos a mensuração da provisão para riscos como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Dessa forma, nossos principais procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento do processo de reconhecimento da provisão para riscos e divulgação dos processos relevantes; (ii) a confirmação externa com a totalidade dos escritórios advocatícios que patrocinam as causas em base interina e atualização da confirmação externa na data-base 31 de dezembro de 2025; (iii) a análise e o teste da movimentação dos saldos provisionados; e (iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação da provisão para riscos e passivos contingentes (incluindo aspectos regulatórios) da Companhia e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração da provisão para riscos e passivos contingentes (incluindo aspectos regulatórios) adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas nº 11 e nº 17 às demonstrações financeiras, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado - DVA referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaborada sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS Accounting Standards, foi submetida a procedimentos do auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

A Diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a do ler o Relatório da Administração 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 da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a esse respeito.

Responsabilidades da Diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras

A Diretoria 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 Diretoria 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 Diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

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 Diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Diretoria, 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 manterem 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.

Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, 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.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8
Renato Vieira Lima
Contador
CRC nº 1 SP 257330/O-5





CTG *Brasil*



Demonstrações Financeiras **2025**

Rio Paraná Energia S.A.

www.ctgbr.com.br





CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

APRESENTAÇÃO

Senhores acionistas e debenturistas,

A gestão do Rio Paraná Energia S.A. ("Companhia" ou "Rio Paraná"), subsidiária direta da China Three Gorges Brasil Energia S.A. ("CTG Brasil"), apresenta o relatório das principais atividades realizadas no exercício de 2025, acompanhado das Demonstrações Financeiras elaboradas conforme a legislação societária brasileira vigente.

As Demonstrações Financeiras foram submetidas a auditoria independente, conduzida pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., em conformidade com as disposições da Resolução CVM nº 162/22. Cumprindo essa mesma norma, destacamos que a empresa de auditoria e seus profissionais vinculados não executaram nenhum serviço que não estivesse relacionado exclusivamente a trabalhos de asseguração, exceto pelo relatório de controle patrimonial (RCP).

Os resultados econômicos, sociais e ambientais da Rio Paraná estão disponíveis de forma consolidada no Relatório de Sustentabilidade da CTG Brasil. Este documento é desenvolvido de acordo com as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI) e da *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB), abrangendo indicadores socioambientais definidos pela Aneel.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Encerramos 2025 consolidando avanços relevantes para a Rio Paraná Energia, em um ano marcado por transformações importantes no setor elétrico brasileiro e por desafios associados à transição energética, à modernização regulatória e à crescente participação de fontes renováveis intermitentes no sistema.

A receita operacional líquida alcançou R\$ 4,20 bilhões, alta de 8,3% em relação ao exercício anterior, sustentada pelo avanço da receita operacional bruta e pela contribuição dos ativos financeiros. O desempenho operacional permaneceu consistente ao longo do exercício, com Ebitda de R\$ 3,26 bilhões e margem de 77,5%. A melhora do resultado financeiro contribuiu para a expansão do resultado antes dos impostos, refletindo-se em um lucro líquido de R\$ 2,34 bilhões, crescimento de 24,2% na comparação anual, com ampliação da margem líquida para 55,8%.

O desempenho operacional das usinas manteve-se consistente, sustentando a solidez do nosso modelo de negócio. Ilha Solteira e Jupia responderam por uma geração total de 18.587 GWh, representando um crescimento de 1,2% em relação ao ano anterior. A atuação estratégica nas frentes comercial e regulatória mostrou-se fundamental para a proteção da receita e a mitigação de riscos. A partir dos investimentos feitos nos últimos anos, o uso de ferramentas sofisticadas de inteligência de mercado e de gestão de riscos hidrológicos, tem nos ajudado a reduzir os impactos do GSF e da volatilidade de preços no mercado livre, bem como as despesas associadas à compra de energia em períodos de menor produção hídrica.

No campo operacional, mantivemos elevado desempenho das usinas de Ilha Solteira e Jupia. O projeto de modernização das usinas continua sendo um dos pilares estratégicos da Rio Paraná Energia. Em 2025, avançamos na terceira etapa do programa. Esse esforço tem tornado as usinas mais confiáveis, com taxas de falhas cada vez menores, além de ampliar a disponibilidade das máquinas e a capacidade de geração de receita. Também liquidamos integralmente uma dívida em dólar com a CTG Luxemburgo, eliminando a exposição à volatilidade cambial que impactava os resultados aproveitando janelas de câmbio favoráveis. A estratégia otimizou o fluxo de caixa e reduziu custos financeiros, fortalecendo a solidez da estrutura de capital da subsidiária.

No âmbito regulatório e institucional, a Rio Paraná Energia, manteve protagonismo nos debates sobre a modernização do setor elétrico. Atuamos de forma técnica e consistente na defesa de maior racionalidade econômica na formação de preços, na valorização dos atributos das usinas hidrelétricas, especialmente sua flexibilidade e capacidade de atender aos horários de maior demanda, e na necessidade de subsídios mais transparentes e socialmente justos. Esses avanços são essenciais para garantir a sustentabilidade do setor, a atração de investimentos e a segurança do suprimento de energia no longo prazo.

Reforçamos, ainda, nossos padrões de excelência em segurança do trabalho, mantendo a integridade das equipes como prioridade absoluta e promovendo a melhoria contínua dos processos. Esse desempenho nos posiciona entre as empresas com as melhores práticas do setor.

Agradecemos a todos os colaboradores, parceiros e demais partes interessadas pelo empenho, dedicação e confiança ao longo de 2025. Seguimos firmes em nossa missão de impulsionar o desenvolvimento sustentável, fortalecer a energia limpa no Brasil e contribuir para a evolução do setor elétrico, com solidez, responsabilidade e visão de futuro.

Márcio José Peres

Diretor-Presidente da Rio Paraná Energia S.A.

PERFIL DA COMPANHIA

A Rio Paraná Energia S.A, subsidiária direta da CTG Brasil, é responsável pela operação das usinas hidrelétricas Ilha Solteira e Jupia, ambas situadas no rio Paraná, na divisa entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

A UHE Ilha Solteira, com 20 unidades geradoras, destaca-se como a maior hidrelétrica das regiões Sudeste e Centro Oeste e a sexta maior do Brasil. Localizada entre Ilha Solteira (SP) e Selvíria (MS), a usina desempenha um papel essencial na estabilização de tensão e frequência do Sistema Interligado Nacional (SIN). Seu reservatório de acumulação cobre uma área de 1.195 km², com uma barragem de 5,6 km de extensão.

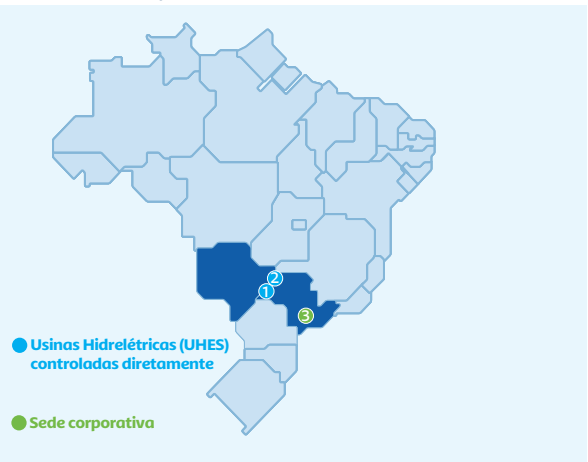
A UHE Jupia, oficialmente denominada Engenheiro Souza Dias, possui 14 unidades geradoras e está localizada entre Castilho (SP) e Três Lagoas (MS). A presença de uma eclusa na usina facilita a navegação entre os rios Paraná e Tietê, promovendo a integração hidroviária regional.

Juntas, essas usinas somam uma capacidade instalada de 4.995,2 MW.

Desde 2017, as duas usinas passam pelo maior programa de modernização do setor energético brasileiro, com conclusão prevista para 2038 e investimento total estimado em R\$ 3 bilhões. O plano abrange a renovação completa das 34 unidades geradoras, garantindo maior eficiência e confiabilidade operacional. Com a conclusão do segundo lote e 12 unidades já reformadas, as máquinas modernizadas apresentam taxas de falha próximas a zero, consolidando a Rio Paraná como referência nacional em inovação e longevidade de ativos hidrelétricos. Em 2025, a Companhia iniciou as obras do terceiro lote, que até 2028 modernizará mais seis unidades.

As operações da Rio Paraná contam com o suporte administrativo da CTG Brasil, conforme o Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e seguem avançando na jornada de digitalização e automação de seus processos operativos.

MAPA DE OPERAÇÕES



Localização no mapa	Unidade Federativa (UF)	Ativo	Capacidade instalada
1	SP/MS	UHE Jupia	1.551,2 MW
2	SP/MS	UHE Ilha Solteira	3.444,0 MW
3	SP	São Paulo - Sede corporativa	–

SP - São Paulo / MS - Mato Grosso do Sul / MW - Megawatt

DIRETRIZES DE ATUAÇÃO

A ética e a integridade seguem como valores essenciais para a Rio Paraná, promovidas de forma contínua por meio do Programa Corporativo de Compliance. Todos os colaboradores participam regularmente de treinamentos que reforçam a adesão ao Código de Ética e Conduta, contribuindo para um ambiente de trabalho alinhado às melhores práticas, às políticas internas e à legislação vigente.

Esses treinamentos também abrangem a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD Lei nº 13.709/2018), garantindo que todos estejam atualizados quanto às normas que regem o tratamento de dados pessoais na Companhia.

Em 2025, a Rio Paraná teve cinco das suas sete certificações ISO renovadas para um ciclo de três anos (2025/2028), sendo elas:

- ISO 9001 (qualidade)
- ISO 14001 (meio ambiente)
- ISO 45001 (saúde e segurança ocupacional)
- ISO 55001 (gestão de ativos)
- ISO 31000 (gestão de riscos, autodeclaração com avaliação externa)

E as outras tiveram suas certificações mantidas no ano de 2025 (ciclo 2024/2026), sendo elas:

- ISO 37301 (gestão de compliance)
- ISO 37001 (gestão antissuborno)

Resultado de auditorias externas independentes que comprovaram a maturidade e a eficácia dos seus sistemas de gestão. Essas certificações reafirmam o compromisso da Companhia com a excelência, a melhoria contínua e a credibilidade de seus processos, além de posicionar a Rio Paraná como referência em governança e responsabilidade corporativa no setor elétrico.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Rio Paraná Energia S.A., constituída de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, tem como acionista majoritária a China Three Gorges Brasil Energia S.A., que detém 66,67% de seu capital social, enquanto os 33,33% restantes são de propriedade da Huikai Clean Energy.

Registrada na categoria "B" da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), a Companhia adota práticas avançadas de governança corporativa, ampliando seu acesso a investidores e fortalecendo sua credibilidade no mercado financeiro e junto aos credores. Sua estrutura de governança é composta pelos órgãos estatutários: Conselho de Administração e Diretoria Estatutária.

O Conselho de Administração é formado por cinco membros, incluindo dois representantes dos sócios minoritários. Eleitos pelos acionistas em Assembleia Geral Ordinária, os conselheiros são responsáveis por nomear os integrantes da Diretoria Executiva, encarregada de conduzir a gestão estratégica da empresa.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Conselho de Administração	
Nome	Cargo
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva	Presidente
Evandro Leite Vasconcelos	Membro Efetivo
Márcio José Peres	Membro Efetivo
Xingyang Cao	Membro Efetivo
Zhigang Chen	Membro Efetivo

PRAZOS DE CONCESSÃO

Entidade	Contrato de concessão Aneel	Usina	Tipo	(UF)	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão	Vencimento concessão
Rio Paraná Energia S.A.	Nº 01/2016	Jupia	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	20/04/2047
Rio Paraná Energia S.A.	Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	21/04/2047
						4.995,2	2.494,9		

DESEMPENHO OPERACIONAL

A Rio Paraná Energia manteve a excelência em seus indicadores operativos em 2025. A geração bruta de energia elétrica das usinas Ilha Solteira e Jupia totalizou 18.587 GWh ante 18.361 GWh, em 2024.

A disponibilidade das usinas permaneceu consistentemente acima dos limites regulatórios, atingindo 94,97% no exercício (o limite regulatório é de 93,62%). Este desempenho é reflexo do baixo índice de falhas e do plano de manutenção de ativos. Na área de segurança de barragens, após concluir a implantação do Plano de Atendimento à Emergência (PAE), em 2024, a Companhia avançou ainda mais em automação da instrumentação e garantindo monitoramento em tempo real. É importante reforçar que ambas as barragens operam com total segurança e baixo risco.

Modernização das UHEs Jupia e Ilha Solteira

O processo de modernização das usinas Jupia e Ilha Solteira, consolidado como o maior projeto de revitalização do setor energético brasileiro com investimento superior a R\$ 3 bilhões, atingiu um novo marco em 2025. Após a conclusão do segundo lote, que totalizou 12 unidades geradoras modernizadas, a Companhia iniciou as obras do terceiro lote em 2025. Este novo estágio contempla a renovação de seis unidades (três em cada usina) com execução prevista até 2028, sendo que as duas primeiras máquinas já se encontram em intervenção técnica.

Nesta fase, a experiência acumulada nos lotes anteriores está sendo aplicada à execução das obras, resultando em otimização de processos e redução do tempo de parada das máquinas que, em geral, é de um ano, em média, para cada máquina em modernização.

O projeto reduz riscos operacionais associados ao fim da vida útil dos equipamentos antigos e certamente contribuiu para a Rio Paraná registrar em 2025 o menor índice de paradas forçadas (também chamado de falhas) da sua história.

A modernização ainda eleva as usinas, assim, a um patamar superior de desempenho em longo prazo, destacando-se pelo alto grau de automação, digitalização e redução nos custos de manutenção. Com sistemas auxiliares de última geração e processos de tele-assistência integrados, as usinas estão posicionadas para operar com excelência, produtividade e segurança para pessoas e equipamentos, garantindo a perenidade de ativos essenciais para o Sistema Interligado Nacional.

Geração de energia (GWh)			
Usina	2023	2024	2025
UHE Ilha Solteira	12.710,00	11.768,00	11.813,67
UHE Jupia	5.314,50	6.593,00	6.773,43
Total	18.024,50	18.361,00	18.587,09

Índice de disponibilidade*				
Usina	2023	2024	2025	Limite regulatório
UHE Ilha Solteira	95,53%	95,31%	95,88%	94,76%
UHE Jupia	92,93%	92,42%	92,96%	91,08%
Consolidado (média)	94,72%	94,27%	94,97%	94,62%

* O Índice de Disponibilidade é calculado através da TEIP e da TEIfa (taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada, respectivamente, considerando 60 valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente). Sua fórmula de cálculo é: ID = (1-TEIP)*(1-TEIfa). Os valores apresentados referem-se ao mês de dezembro em cada ano.

Diretoria Estatutária	
Nome	Cargo
Márcio José Peres	Diretor-Presidente
Rodrigo Teixeira Egreja	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Administrativo
Tatiana Figueredo Garrido da Mota	Diretora Executiva
Giulliano Batelochi Gallo	Diretor Executivo
Antônio dos Santos Entraut Junior Contador - CRC PR-068461/O-1	

CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL

Em 2025, o Brasil seguiu em recuperação econômica gradual, ainda impactada por juros elevados e custo de capital restritivo. Com isso, o Produto Interno Bruto (PIB) cresceu de forma moderada, desacelerando em relação ao ano anterior, com projeções indicando que ele ficará por volta de 2,5%, abaixo dos 3,4% de 2024. O desempenho foi impulsionado pelo agronegócio, enquanto os setores de indústria e serviços tiveram crescimento em ritmo menos acelerado.

A taxa básica de juros (Selic) encerrou o ano em 15% ao ano, mantida em patamares elevados para conter a inflação, que fechou o ano próximo da sua meta, com IPCA de 4,26, abaixo do registrado em 2024 (4,83%) e abaixo do teto da meta (4,5%).

Nesse contexto, a Rio Paraná destacou-se por manter um elevado grau de confiança do mercado, refletido no rating de crédito AAA e em condições de financiamento mais favoráveis, mesmo diante de um ambiente desafiador.

Indicadores macroeconômicos	Triênio		
	2023	2024	2025
PIB	2,9%	3,5%	2,5%*
IPCA	4,62%	4,83%	4,26%
IGP-M	-3,18%	6,54%	-1,05%
Taxa Selic	11,75%	12,25%	15,0%
Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP)	6,55%	7,43%	9,07%
Taxa de Câmbio (USD)	4,8900	6,1920	5,5024

* O valor do PIB 2,5% é o a prévia do resultado divulgado em 19/02/2026 pelo IBC-Br (Índice de Atividade Econômica do Banco Central) em 2025. O fechamento oficial não foi divulgado até a publicação deste relatório.

CONTEXTO REGULATÓRIO

A Rio Paraná segue engajada nas discussões regulatórias que moldam o futuro do setor, participando ativamente de diálogos com associações e órgãos reguladores.

O ano foi marcado pela aprovação da Lei 15.269/2025 (a partir da MP 1.304/2025), e que representou uma das atualizações mais significativas do marco regulatório do setor elétrico em quase duas décadas. Entre as medidas, a legislação referenda a abertura gradual e estruturada do Ambiente de Contratação Livre (ACL) para todos os consumidores (incluindo residenciais). A referida lei também revisou critérios legais para formação de tarifas e encargos, incluindo novas regras de apuração de custos no Mercado de Curto Prazo (MCP) (leia mais a seguir, em Comercialização) e reorganizou encargos setoriais, incluindo regras sobre como subsídios para energia eólica e solar são alocados e como eles impactam a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético, encargo setorial pago pelos consumidores de energia que financia políticas públicas do setor) e rateios entre consumidores. Um desses pontos foi a limitação dos subsídios para a geração de energia incentivada a contratações feitas até o fim de 2025, buscando tornar os incentivos mais sustentáveis e menos onerosos ao sistema como um todo.

COMERCIALIZAÇÃO

O ano de 2025 marcou um ponto de recuperação nos preços de energia no mercado brasileiro. O principal fator para essa valorização foi a mudança na modelagem regulatória, permitindo que os preços horários reflitam explicitamente as variações de oferta e demanda ao longo do dia, considerando a intermitência das fontes solar e eólica e valorizando a flexibilidade dos ativos geradores hidrelétricos. Adicionalmente, o cenário hidrológico contribuiu para a sustentação dos preços, uma vez que, apesar da melhora no regime de chuvas em comparação a 2024, os volumes registrados permaneceram abaixo da média histórica.

A Companhia também conseguiu capturar oportunidades de mercado a partir de uma gestão de riscos ágil e eficiente, resultado do conjunto de investimentos feitos nos últimos anos em ferramentas de inteligência de mercado, modelagem de cenários e estratégias de proteção contra riscos hidrológicos e de preço, incorporando aprendizados do mercado financeiro e ampliando a sofisticação das decisões comerciais. Com isso, foi possível otimizar a comercialização tanto no curto, quanto no longo prazo, melhorar a previsibilidade de resultados e capturar oportunidades em janelas de preço mais favoráveis, gerando contribuições importantes para as receitas em 2025.

No total de contratos negociados em 2025, a Companhia registrou 14.256,9 GWh (65%) no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 7.675,4 GWh (35%) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), totalizando 21.932,28 GWh em energia comercializada, reforçando a solidez e a diversificação de seu portfólio de ativos.

PESSOAS

Ao longo de 2025, a Companhia identificou impactos reais positivos associados ao fortalecimento da capacitação de pessoas, incluindo desenvolvimento de competências por meio de trilhas e treinamentos (on-line e presenciais); formação de novos talentos com ampliação da empregabilidade; retenção e continuidade organizacional através de oportunidades de crescimento e progresso; fortalecimento da liderança; mobilidade interna com priorização de recrutamento interno; estímulo à educação contínua com subsídios e melhoria de processos; e inovação, com projetos conduzidos por estagiários e profissionais em formação.

Esses efeitos se conectam a iniciativas como Programa de Estágio, Programa de Desenvolvimento de Líderes, Programas de Aprendizagem Corporativa, plano de carreira, mapeamento sucessório, movimentações internas, além do Programa de Subsídio Educacional (para graduação e pós-graduação), idiomas e parcerias com instituições de ensino.

Atualmente, a gestão de pessoas e os processos de contratação e promoção baseiam-se em critérios técnicos, de desempenho e na legislação vigente.

Abaixo estão as principais métricas, nos termos do Artigo 133, §6º da Lei 6.404/76:

Tabela de Proporcionalidade - 2024		
Gênero	Total empregados	%
Homens	315	88,0
Mulheres	42	12,0
Total	357	100,0

Tabela de Proporcionalidade - 2025		
Gênero	Total empregados	%
Homens	313	88,0
Mulheres	41	12,0
Total	354	100,0



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadao.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19



★ continuação

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Índice (mulheres/homens) 2024 x 2025			
(M/H)	Total empregados	Contratações	Desligamentos
2024	0,13	0,91	0,11
2025	0,13	1,19	0,11

2024		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 1.448.325,61	R\$ -
Cargos gerenciais	R\$ 504.727,65	R\$ 434.999,72
Cargos administrativos	R\$ 236.902,77	R\$ 136.756,17
Cargos de produção	R\$ 153.773,69	R\$ 117.954,26

2025		
Média salarial	Homens	Mulheres
Cargos de diretoria	R\$ 1.576.443,54	R\$ -
Cargos gerenciais	R\$ 503.345,48	R\$ 464.457,84
Cargos administrativos	R\$ 241.167,77	R\$ 142.201,12
Cargos de produção	R\$ 152.563,79	R\$ 130.511,96

Proporção salarial 2024 x 2025		
(M/H)	2024	2025
Cargos de diretoria	-	-
Cargos gerenciais	0,86	0,92
Cargos administrativos	0,58	0,59
Cargos de produção	0,77	0,86

Os indicadores de 2024 e 2025 revelam um cenário de contrastes. Proporcionalmente, a representatividade feminina manteve-se inalterada (M/H de 0,13), evidenciando que, apesar das movimentações internas, a estrutura geral ainda reflete baixa participação de mulheres.

Nas admissões, observa-se sinalização positiva em 2025, com índice de 1,19, indicando maior presença feminina nas novas contratações, enquanto os desligamentos permaneceram estáveis no exercício.

No campo remuneratório, destaca-se que não há registro de remuneração feminina em cargos de diretoria na Rio Paraná, uma vez que a diretora estatutária é remunerada pela CTG Brasil, e não pela Companhia. Nos cargos gerenciais, houve equalização salarial em 2025, enquanto nos níveis administrativos e de produção verificou-se avanço gradual na redução das diferenças.

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.

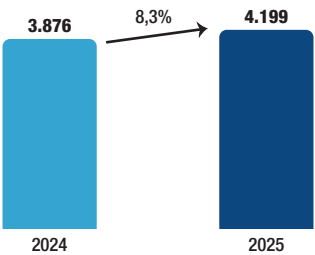
PRINCIPAIS INDICADORES			
	2025	2024	Varição
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	2.906.158	2.542.696	14,3%
Receita de ativos financeiros	1.716.901	1.713.864	0,2%
(-) Deduções à receita operacional	(423.964)	(380.341)	11,5%
Receita operacional líquida	4.199.095	3.876.219	8,3%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(1.215.667)	(846.373)	43,6%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	2.983.428	3.029.846	-1,5%
Ebitda	3.255.424	3.299.871	-1,3%
Margem Ebitda - %	77,5%	85,1%	-7,6 p.p.
Resultado financeiro	8.770	(625.225)	101,4%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	2.992.198	2.404.621	24,4%
Lucro líquido do exercício	2.342.093	1.885.531	24,2%
Margem líquida - %	55,8%	48,6%	7,1 p.p.
Quantidade de ações	7.014.326	7.014.326	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação	0,33390	0,26881	24,2%

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

A receita operacional líquida da Rio Paraná foi de R\$ 4.199,1 milhões, que representa um crescimento de R\$ 322,9 milhões, ou +8,3% em relação ao ano de 2024. Sobre essa variação vale destacar as variações mais relevantes na receita bruta:

- Aumento de R\$ 190,5 milhões na receita de contratos do ambiente de contratação livre (ACL) principalmente pelo maior volume de energia vendida nessa modalidade na comparação entre os dois exercícios;
- Crescimento de R\$ 152,6 milhões da receita no ambiente de contratação regulada (ACR), basicamente em virtude da aplicação dos reajustes anuais pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e, também, em razão de novos contratos com início de suprimento em janeiro de 2025, em decorrência dos 31º e 32º Leilões de Energia Existente;
- Elevação de R\$ 20,4 milhões na receita bruta do mercado de curto prazo (MCP/MRE), basicamente em virtude de maiores Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) na comparação entre os dois exercícios, compensado pela queda no volume;

Receita operacional líquida (R\$ milhões)

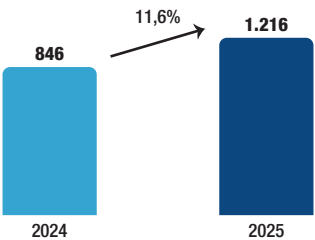


CUSTOS E OUTROS RESULTADOS OPERACIONAIS

	2025	2024	Varição
Pessoal	(100.881)	(97.739)	3,2%
Material	(14.272)	(8.688)	64,3%
Serviços de terceiros	(50.416)	(51.925)	-2,9%
Energia comprada	(430.050)	(115.631)	271,9%
Depreciação e amortização	(271.996)	(270.025)	0,7%
Encargos de uso da rede elétrica	(214.768)	(203.867)	5,3%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(43.096)	(35.454)	21,6%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(1.325)	(1.893)	-30,0%
Seguros	(9.595)	(10.170)	-5,7%
Aluguéis	(1.470)	(1.265)	16,2%
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	(4.818)	22.247	-121,7%
Compartilhamento de despesas	(56.431)	(54.121)	4,3%
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	2.288	-	100,0%
Outros	(18.837)	(17.842)	5,6%
	(1.215.667)	(846.373)	43,6%

- Os custos e outros resultados operacionais apresentaram um crescimento de R\$ 369,3 milhões, quando comparado ao ano de 2024. A respeito dessa variação, vale destacar:
- Elevação de R\$ 314,4 milhões nos custos com energia comprada, principalmente no ambiente de contratação livre (ACL), pela piora no fator de risco hidrológico *Generation Scaling Factor* (GSF), bem como para compras para cobertura de lastro dos contratos dentro da dinâmica do balanço energético da Companhia;
 - Efeito negativo de R\$ 27,1 milhões na rubrica de constituições/reversões de provisões para riscos, principalmente em virtude do efeito pontual e não recorrente do ano anterior, relativo à reversão do saldo residual de contingência regulatória em 2024;
 - Aumento de R\$ 10,9 milhões nas despesas com os Encargos de uso da rede elétrica basicamente em razão da atualização do encargo de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust) a partir de julho de 2025.

Custos e outros resultados operacionais (R\$ milhões)



EBITDA E MARGEM EBITDA

	2025	2024	Varição
Lucro líquido do exercício	2.342.093	1.885.531	24,2%
Imposto de renda e contribuição social	650.105	519.090	25,2%
Resultado financeiro (líquido)	(8.770)	625.225	-101,4%
Depreciação e amortização	271.996	270.025	0,7%
Ebitda	3.255.424	3.299.871	-1,3%
Margem Ebitda	77,5%	85,1%	-7,6 p.p.

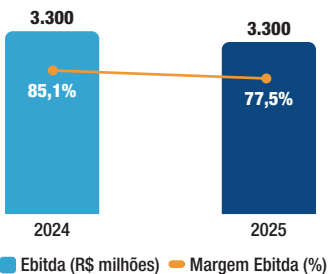
O Ebitda é uma medição não contábil que toma como base as disposições da Resolução CVM nº 156/2022. É calculado com o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização.

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

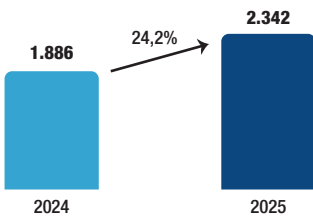
O Ebitda da Rio Paraná medido em 2025 totalizou R\$ 3.255,4 milhões, representando uma pequena redução de R\$ 44 milhões na comparação com o ano de 2024.

A margem Ebitda se manteve no ótimo patamar de 77,5%, resultado menor em -7,6 p.p. em relação ao ano de 2024.

Ebitda (R\$ milhões)



Lucro líquido (R\$ milhões)



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	Passivo	Nota	2025	2024
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	118.948	1.708.872	Fornecedores	12	150.197	118.581
Clientes	6	426.853	417.925	Salários, provisões e contribuições sociais		26.191	26.853
Tributos a recuperar	7	3.632	5.236	Tributos a recolher	7	160.618	360.087
Ativo financeiro vinculado à concessão	8	1.350.293	1.292.618	Encargos setoriais	13	69.520	74.950
Partes relacionadas	16.3	826	-	Debêntures	14	399.923	169.466
Serviços em curso		39.002	43.278	Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	15	892.500	1.387.512
Outros créditos		24.553	38.978	Partes relacionadas	16.3	6.626	1.515.886
Total do ativo circulante		1.964.107	3.506.907	Provisões	17	555.842	329.646
Não circulante				Outras obrigações		1.348	2.410
Realizável a longo prazo				Total do passivo circulante		2.262.765	3.985.391
Ativo financeiro vinculado à concessão	8	11.647.732	11.359.155	Não circulante			
Depósitos judiciais	9	686.881	633.176	Tributos diferidos	22.2	1.897.964	1.560.864
Outros créditos		14.678	-	Encargos setoriais	13	23.292	26.608
Total do ativo não circulante		12.349.291	11.992.331	Debêntures	14	1.226.695	1.589.380
Total do ativo		19.982.424	21.377.594	Dividendos	15	2.269.067	-
				Provisões	17	1.354.075	1.599.624
				Outras obrigações		10.962	1.149
				Total do passivo não circulante		6.782.055	4.777.625
				Total do passivo		9.044.820	8.763.016
				Patrimônio líquido	18		
				Capital social		6.649.017	6.649.017
				Reserva legal		833.662	716.557
				Reserva de retenção de lucros		3.454.925	5.249.004
				Total do patrimônio líquido		10.937.604	12.614.578
				Total do passivo e patrimônio líquido		19.982.424	21.377.594

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadao.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19

★ continuação

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	19.1	4.199.095	3.876.219
Custos operacionais			
Pessoal		(93.848)	(88.533)
Material		(14.262)	(8.685)
Serviços de terceiros		(44.466)	(45.573)
Energia comprada	20.2	(430.050)	(115.631)
Depreciação e amortização	10.2 e 11.2	(269.064)	(267.954)
Encargos de uso da rede elétrica	20.3	(214.768)	(203.867)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		(43.096)	(35.454)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		(1.325)	(1.893)
Seguros		(9.481)	(9.994)
Aluguéis		(1.010)	(1.027)
(Constituições) / reversões de provisões para riscos	17.3	(4.818)	2.057
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	11.3	2.288	—
Outros		(3.217)	(3.418)
Resultado bruto		(1.127.117)	(779.972)
Outros resultados operacionais		3.071.978	3.096.247
Pessoal		(7.033)	(9.206)
Material		(10)	(3)
Serviços de terceiros		(5.950)	(6.352)
Depreciação e amortização	10.2 e 11.2	(2.932)	(2.071)
Seguros		(114)	(176)
Aluguéis		(460)	(238)
Reversões de provisões para riscos	17.3	—	20.190
Compartilhamento de despesas	16.3	(56.431)	(54.121)
Outros		(15.620)	(14.424)
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		2.983.428	3.029.846
Resultado financeiro	21.1		
Receitas		317.425	197.520
Despesas		(308.655)	(822.745)
		8.770	(625.225)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	22.1	2.992.198	2.404.621
Imposto de renda e contribuição social			
Corrente		(313.005)	(484.365)
Diferido		(337.100)	(34.725)
		(650.105)	(519.090)
Lucro líquido do exercício		2.342.093	1.885.531
Lucro líquido básico e diluído por ação	23	0,33390	0,26881

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	2.342.093	1.885.531
Outros resultados abrangentes do exercício		
Itens que não serão reclassificados para o resultado	—	—
Total do resultado abrangente do exercício	2.342.093	1.885.531
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras		

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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 Paraná Energia S.A. (ou "Companhia" ou "Rio Paraná") é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), categoria B, concessionária de serviço público de geração de energia elétrica, na condição de prestadora de serviço de geração de energia elétrica em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Com sede em São Paulo, tem como atividades principais em seu Estatuto Social a geração, distribuição, transmissão e a comercialização de energia elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A capacidade instalada da Companhia é de 4.995,2 MW, composta pelo seguinte parque gerador em operação no Estado de Mato Grosso do Sul: Usina Hidrelétrica (UHE) Jupitá e (UHE) Ilha Solteira.
A Companhia é controlada pela China Three Gorges Brasil Energia S.A. (CTG Brasil) e tem por acionista minoritário a Huikai Clean Energy S.A.R.L., conforme nota explicativa nº 18.
Além do valor da Receita Anual de Geração (RAG) pelo regime de cotas, previsto no contrato de concessão, a partir de 2025, a Companhia passou a comercializar energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em decorrência do 31º e 32º Leilões de Energia Existente, cujos efeitos podem ser observados nas notas explicativas nºs 6 e 19.
Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo no montante de R\$ 298.658, apresentando uma melhora com relação à posição final de 2024. Acerca dessa posição, vale destacar a redução do passivo de dividendos e a liquidação do empréstimo com partes relacionadas beneficiada pela janela favorável de câmbio com a consequente redução da posição final do caixa da Companhia na comparação entre os fechamentos anuais.
A Diretoria analisou toda informação disponível em seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes para honrar com suas obrigações, decorrente da geração mensal de caixa resultante de suas atividades operacionais.

1.2. Contratos de Concessão
Em 05 de janeiro de 2016 a Companhia e a Aneel assinaram o contrato de Concessão nº 01/2016 das Usinas Hidrelétricas (UHE) Ilha Solteira e Jupitá, para prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. O contrato de concessão firmado pela Companhia estabelece que os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente no final da concessão, mediante pagamento de uma indenização para os investimentos não amortizados. De acordo com a Interpretação Técnica ICP 01 (R1)/IFRIC 12 - Contratos de Concessão, as infraestruturas enquadradas nas concessões não são reconhecidas pelo operador como ativos fixos tangíveis ou como uma locação financeira, uma vez que o operador não controla os ativos, nem quais e a quem os serviços devem ser prestados, passando

A tabela a seguir demonstra os contratos 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 concessão
Nº 01/2016	Jupitá	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	849,9	05/01/2016	20/04/2047
Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.645,0	05/01/2016	21/04/2047
					4.995,2	2.494,9		

SP - São Paulo/MS - Mato Grosso do Sul/ MW - Megawatt

1.2.1. Extensões de Outorgas 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 Mecanismo de Realocação de Energia (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 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	Dias de Tipo	Impacto extensão financeiro	Data fim de concessão	Nova data fim de concessão/autorização
Jupitá	UHE	3	777	17/04/2047
Ilha Solteira	UHE	3	1.511	18/04/2047
		2.288		21/04/2047

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, bem como a minuta dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão dessas usinas.

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	Legal	Reservas Retenção de lucros	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2024	6.649.017	716.557	5.249.004	—	12.614.578
Resultado abrangente do exercício	—	—	—	—	—
Lucro líquido do exercício	—	—	—	2.342.093	2.342.093
	—	—	—	2.342.093	2.342.093
Contribuições e distribuições aos acionistas	—	117.105	—	(117.105)	—
Reserva legal	—	—	169.423	(169.423)	—
Reserva de retenção de lucros	—	—	(1.963.502)	(1.005.565)	(2.969.067)
Dividendos intermediários	—	—	—	(1.050.000)	(1.050.000)
Juros sobre capital próprio	—	—	—	(2.342.093)	(4.019.067)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	6.649.017	833.662	3.454.925	—	10.937.604
Saldo em 31 de dezembro de 2023	6.649.017	622.281	4.971.561	—	12.242.859
Resultado abrangente do exercício	—	—	—	1.885.531	1.885.531
Lucro líquido do exercício	—	—	—	1.885.531	1.885.531
Contribuições e distribuições aos acionistas	—	94.276	—	(94.276)	—
Reserva legal	—	—	299.255	(299.255)	—
Reserva de retenção de lucros	—	—	(21.812)	(650.000)	(671.812)
Dividendos propostos	—	—	—	(842.000)	(842.000)
Juros sobre capital próprio	—	94.276	277.443	(1.885.531)	(1.513.812)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	6.649.017	716.557	5.249.004	—	12.614.578

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		Nota	2025	2024
Fluxos de caixa das atividades operacionais				Outras variações ativas e passivas		8.498	(4.034)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		2.992.198	2.404.621	Caixa gerado pelas operações		2.745.086	2.697.063
Ajustes em:				Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(484.687)	(373.538)
Depreciação e amortização	10.2 e 11.2	271.996	270.025	Pagamento de juros sobre debentures	14.4	(164.530)	(158.406)
Resultado na baixa do ativo imobilizado/intangível	10.2 e 11.2	60	293	Pagamento de variação monetária sobre debêntures	14.4	(55.003)	(46.163)
Juros e variação monetária de ativos financeiros	8,3	(1.716.901)	(1.713.864)	Pagamento de juros sobre partes relacionadas	16.4	(96.277)	—
Juros, variação monetária e amortização de custos sobre debêntures	14.4	122.295	107.009	Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		1.944.589	2.118.956
Juros e variação cambial sobre partes relacionadas	16.4	(114.921)	388.174	Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Atualização e amortização AVP sobre provisão de grandes reparos	17.1	163.510	274.235	Adições no ativo imobilizado e intangível	10.2 e 11.2	(23.727)	(8.841)
Variação monetária sobre depósitos judiciais (Constituições)/reversões e variações monetárias sobre provisão para riscos	17.3	5.067	(21.868)	Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		(23.727)	(8.841)
AVP sobre licença ambiental	17.2	1.098	—	Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Outras variações		2.121	1.159	Pagamento de debêntures	14.4	(120.000)	(315.000)
Variação nos ativos e passivos				Pagamento de partes relacionadas	16.4	(1.303.274)	—
Cientes		(8.500)	(21.714)	Pagamento de dividendos	15.2	(1.371.812)	—
Ativo financeiro vinculado à concessão	8.3	1.370.649	1.307.859	Pagamento de juros sobre capital próprio	15.2	(715.700)	(641.750)
Partes relacionadas		5.800	(7.508)	Fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(3.510.786)	(956.750)
Serviços em curso		(18.217)	(10.372)	(Redução)/Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		(1.589.924)	1.153.365
Depósito judicial	9.2	32	91	Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		1.708.872	555.507
Fornecedores		31.616	32.081	Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		118.948	1.708.872
Salários, provisões e contribuições sociais		(662)	(400)				
Encargos setoriais		10.650	9.001				
Capitalização de debêntures	14.4	85.010	104.540				
	17.1, 17.2						
Provisões	e 17.3	(228.055)	(230.128)				
Impostos, taxas e contribuições		(184.549)	(148.558)				

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO 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		Nota	2025	2024
Receitas				Distribuição do valor adicionado			
Venda de energia	20.1	2.906.158	2.542.696	Pessoal			
Receita de ativos financeiros	8.3	1.716.901	1.713.864	Remuneração direta		64.958	60.155
Outras receitas		1.220	1.201	Benefícios		17.895	19.760
		4.624.279	4.257.761	Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS)		4.537	4.967
						87.390	84.882
Insumos adquiridos de terceiros				Impostos, taxas e contribuições			
Energia comprada e encargos de uso da rede		(709.430)	(349.389)	Federais		1.026.575	879.530
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)		2.288	—	Estaduais		2.900	1.774
Materiais e serviços de terceiros		(122.825)	(122.793)	Municipais		43.551	35.877
Outros resultados operacionais		(33.350)	(6.358)			1.073.026	917.181
		(863.317)	(478.540)	Remuneração de capitais de terceiros			
Valor adicionado bruto		3.760.962	3.779.221	Aluguéis		1.678	1.463
Depreciação e amortização	10.2 e 11.2	(271.996)	(270.025)	Outras despesas financeiras		308.655	822.745
Valor adicionado líquido produzido		3.488.966	3.509.196			310.333	824.208
Outras receitas financeiras		323.876	202.606	Remuneração de capitais próprios			
Valor adicionado recebido em transferência		323.876	202.606	Juros sobre capital próprio (JSCP)		1.050.000	842.000
Valor adicionado total a distribuir		3.812.842	3.711.802	Dividendos		1.005.565	650.000
				Lucros retidos		286.528	393.531
						2.342.093	1.885.531

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

a ser reconhecidas de acordo com o modelo de concessão.
De acordo com o normativo, os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação são reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação. Os possíveis modelos a serem assumidos junto ao concessionário são o modelo do Ativo Financeiro, do Ativo Intangível e o Bifurcado.
O modelo do Contrato de Concessão da Companhia corresponde a um modelo Bifurcado de Ativo, considerando:
O Ativo Financeiro, que corresponde à parcela outorga paga e que será recebida até o final do contrato de concessão e que não existe risco de demanda;
Ativo Intangível, pelo direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura adquirida pela Companhia e, consequentemente, ao direito de comercializar no mercado livre e cobrar das distribuidoras pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do Contrato de Concessão.

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 todas as UHEs 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). No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), relativamente aos contratos firmados anteriormente à vigência do novo regime, aplicam-se os mecanismos de compensação previstos no artigo 21 da Emenda Constitucional nº 132/2023 e no artigo 373 da Lei Complementar nº 214/2025, não se esperando impacto negativo para a Companhia, uma vez que tais contratos se sujeitam ao regime de diferimento mencionado acima.

1.5.2. Efeitos da Nova Tributação de Lucros e Dividendos

Em 26 de novembro de 2025, o Projeto de Lei nº 1.087/2025 foi sancionado, convertendo-se na Lei nº 15.270/2025, que instituiu a tributação, à alíquota de 10%, dos lucros e dividendos distribuídos a partir de 1º de janeiro de 2026, sendo a tributação aplicável tanto a beneficiários pessoa física quanto a investidores estrangeiros. Em decorrência dessa alteração legislativa, a Companhia avaliou os efeitos da nova regra à luz do planejamento financeiro e estratégico.

Nesse contexto, foram deliberados dividendos referentes a parcela dos lucros apurados até novembro de 2025, observados os limites legais aplicáveis, a disponibilidade de caixa e a estratégia de investimentos da Companhia. Nos termos da legislação aplicável, o pagamento desses dividendos poderá ser realizado até 2028 conforme nota explicativa nº 15.2.

1.5.3. 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.



CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

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 foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia 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 pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC), incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil seguindo as disposições contidas no CPC 09 (R1). As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas obrigações com intangível, recuperação de custos pela extensão do GSF e pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das suas demonstrações financeiras. Desta forma, as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Diretoria da Companhia na sua gestão.

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 Diretoria 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 17);
- ii. Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 22.2).

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 13.1.2).

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 (ICO2e), 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 de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), 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 Companhia, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração que identifica, avalia e protege a Companhia contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Riscos de mercado
4.1.1.1. Risco hidrológico
O risco hidrológico decorre dos impactos da hidrologia na operação das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Tais impactos incluem a flutuação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que aumenta em casos 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.

Estes fatores podem ser mitigados através da estratégia de contratação de energia e *hedge* energético, a fim de obter uma maior proteção contra o risco hidrológico e, por consequência, a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da Companhia.

4.1.1.2. Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado com taxa de juros
O risco de taxa de juros da Companhia decorre de empréstimos, debêntures e caixa e equivalentes de caixa. As debêntures emitidas às taxas variáveis expõem ao risco de taxa de juros de fluxo de caixa. O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI) e pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre as debêntures é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo DI e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou índice Geral de Preço do Mercado (IGP-M).

4.1.2. Risco cambial - dólar norte-americano
Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que aumentem saldos passivos em moeda estrangeira cujo risco é o aumento da obrigação com a instituição cedente e redução do lucro líquido. A Companhia não possui instrumentos de *hedge* para proteção em relação aos aumentos nas taxas de moeda estrangeira, conforme nota explicativa nº 16.4 a Companhia liquidou o empréstimo junto a CTG Lux.

4.1.3. 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 distribuidoras e clientes livres determinados nos contratos de leilão e bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia são liquidadas no âmbito da Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica (CCEE), cujo risco é a inadimplência dos agentes participantes. Na falta de pagamento de um dos agentes a inadimplência é rateada entre os que possuem direito na liquidação.

4.1.4. 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, a Companhia poderá estruturar novos financiamentos e, 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 (debêntures) 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.

Divida	Remuneração	De três meses a um ano	De um a dois anos	Mais de dois anos	Total
Debêntures 2ª emissão - série 2	Variação IPCA + 4,63% ao ano	39.185	40.697	1.095.228	1.175.110
Debêntures 3ª emissão - série única	Variação DI + 1,29% ao ano	493.010	431.003	—	924.013
		532.195	471.700	1.095.228	2.099.123

IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo/DI - Depósito Interbancário/USD - Dólar

4.2. Risco de aceleração de dívidas
A Companhia possui debêntures 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, (nota explicativa nº 14).

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. Os processos ambientais estão descritos na nota explicativa nº 17.3.

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 Diretoria, originado por instrumentos financeiros, compostos por aplicações financeiras, ativo financeiro vinculado a concessão, debêntures e provisão para grandes reparos, ao qual a Companhia está exposto 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:

	Indexador	Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Variação absoluta no cenário provável	Saldo contábil em 2025	Cenário atual (*)	Cenário provável (**)	Efeito absoluto
Instrumentos financeiros								
Ativos financeiros								
Aplicações financeiras	DI	14,90%	12,40%	250 bps	118.875	17.712	14.741	2.971
Ativo financeiro vinculado à concessão	IPCA	4,27%	4,40%	13 bps	12.998.025	554.941	571.527	16.586
					13.116.900	572.653	586.268	19.557
Passivos financeiros								
Debêntures 2ª emissão - série 2	IPCA + 4,63% ao ano	4,27%	4,40%	13 bps	826.522	75.190	76.293	1.103
Debêntures 3ª emissão - série única	DI + 1,29% ao ano	14,90%	12,40%	250 bps	800.096	131.073	110.813	20.260
Provisão para grandes reparos	IPCA	4,27%	4,40%	13 bps	1.123.874	47.983	49.417	1.434
Provisão para grandes reparos	IGPM	-1,05%	3,87%	492 bps	749.250	(7.861)	29.030	36.891
					3.499.742	246.385	265.553	59.688

IGPM - Índice Geral de Preços ao 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 Diretoria 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 debêntures 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
Debêntures	14	1.626.618	1.758.846
Partes relacionadas pass iva China Three Gorges (Luxembourg)	16.4	—	1.515.886
Dívida Bruta		1.626.618	3.274.732
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5	(118.948)	(1.708.872)
Dívida líquida		1.507.670	1.565.860
Patrimônio líquido	18	10.937.604	12.614.578
Total do capital		12.445.274	14.180.438
Índice de alavancagem financeira - (%)*		12,1	11,0
* Dívida líquida/Total do capital			

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

5.1. 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 21).

5.1.1. Composição

	2025	2024
Caixas e bancos	73	109
Aplicações financeiras	118.875	1.708.763
Certificado de depósito bancário (CDB)	118.875	1.708.763
	118.948	1.708.872

5.2. Qualidade de créditos do caixa e equivalentes de caixa
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 através 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 e equivalentes de caixa mantidas pela Companhia:

5.2.1. Composição

Standard & Poor's (*)	Moody's (*)	Fitch (*)	2025	2024
AAA	AAA	AAA	10.497	2
AAA	—	—	1	1
AAA	AA	—	3	358.117
—	AA	—	1	477.238
—	AAA	AAA	108.445	114.991
—	AAA	—	1	758.523
			118.948	1.708.872

(*) 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 de Cotas de Garantia Física





CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

(CCGF) e contratos de leilão, celebrados com as distribuidoras de energia, valores relativos ao suprimento de energia elétrica no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

	A vencer		
	Até 90 dias	2025	2024
Contratos ACL	88.908	88.908	98.752
Contratos ACR	318.380	318.380	297.343
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	19.565	19.565	21.830
	426.853	426.853	417.925

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 Diretoria 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, leilão e cotas são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Para o exercício de 31 de dezembro de 2025 não houve novas constituições de PECLD.

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/portfólio, 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/portfólio 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 Diretoria 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, as quais 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 Diretoria 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	—	391
ICMS a recuperar	3.571	4.192
ISS a recuperar	—	591
Outros	61	62
	3.632	5.236
Passivo		
IRPJ e CSLL a recolher	128.444	335.318
PIS e COFINS a recolher	30.344	24.117
Impostos retidos a recolher	1.830	652
	160.618	360.087

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/INSS - Instituto Nacional do Seguro Social/ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços/SS - Imposto Sobre Serviços

Em 2025 a principal variação se deu em decorrência da liquidação do empréstimo com partes relacionadas mantido junto à CTG Lux e consequente realização da variação cambial.

8. ATIVO FINANCEIRO VINCULADO À CONCESSÃO

8.1. Política contábil

O Poder Concedente realizou o leilão para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e Retorno de Bonificação de Outorga (RBO), os quais compõem a remuneração da Companhia, denominada de Receita Anual de Geração (RAG).

Do montante pago pelo direito de concessão, uma parcela possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda. Esse montante, que equivale a 65% do valor pago, os demais 35%, em função do risco de demanda, a Companhia classificou como ativo intangível. Ambas as classificações estão em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01/IFRIC 12.

A RBO está classificada como ativo financeiro e é atualizado pelo IPCA, conforme Resolução Normativa nº 686, de 23 de novembro de 2015.

Esse ativo financeiro não possui um mercado ativo, todavia apresenta fluxo de caixa fixo e determinável, e, portanto, foi classificado como "ativo financeiro", inicialmente estimado a valor presente e subsequentemente é mensurado pelo custo amortizado, calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Os contratos de venda de energia foram todos comercializados no ACR no Sistema de Cota de Garantia Física em 2016 e, a partir de 2017 na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no ACL.

8.2. Composição

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Principal	268.856	5.108.255	5.377.111	268.856	5.377.111	5.645.967
Juros e atualização monetária	1.081.437	6.539.477	7.620.914	1.023.762	5.982.044	7.005.806
	1.350.293	11.647.732	12.998.025	1.292.618	11.359.155	12.651.773

8.3. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Juros e atualização monetária	1.716.901
Liquidação	(1.370.649)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	12.998.025

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

9.1. Política contábil

A Companhia mantém discussões judiciais para as quais foram necessários depósitos judiciais para suspensão de exigibilidade, entre os principais são destacados:

9.2. Movimentação

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as provisões de contingências com classificação de risco de perda provável (vide nota explicativa nº 17.2).

	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	189	632.987	633.176
Variações monetárias	13	53.724	53.737
Adições	26	—	26
(-) Baixas	(45)	—	(45)
Reclassificações	(13)	—	(13)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	170	686.711	686.881

9.3. Fiscais

O Principal depósito judicial refere-se ao Mandado de Segurança no qual se discute a opção pelo lucro presumido nos anos de 2015 e 2016. Para suspender a exigibilidade do crédito, foi necessário realizar o depósito judicial que sofre atualização pela taxa Selic. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 686.681.

Os demais depósitos judiciais com causas fiscais correspondem ao total de R\$ 30 em 31 de dezembro de 2025.

10. IMOBILIZADO

10.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificados.

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 Diretoria da 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".

10.2. Composição e movimentação

	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
	0,0%	8,7%	7,9%	6,2%	11,5%	
Taxa média anual de depreciação						
(A) Imobilizado em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.243	28.444	—	309	—	30.996
Adições	989	12.189	—	133	1.521	14.832
Transferências	—	(4.481)	—	(55)	(1.521)	(6.057)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.232	36.152	—	387	—	39.771
(B) Imobilizado em serviço						
Custo	—	1.525	10.906	2.491	9.687	24.609
Depreciação acumulada	—	(283)	(8.755)	(692)	(7.597)	(17.327)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	1.242	2.151	1.799	2.090	7.282
Adições	—	—	—	—	9.833	9.833
Baixas	—	—	—	(6)	—	(6)
Transferências	—	168	1.350	55	—	1.573
Depreciação	—	(148)	(974)	(157)	(2.254)	(3.533)
Custo	—	1.693	12.256	2.536	19.520	36.005
Depreciação acumulada	—	(431)	(9.729)	(845)	(9.851)	(20.856)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	1.262	2.527	1.691	9.669	15.149
(A+B) Imobilizado líquido	3.232	37.414	2.527	2.078	9.669	54.920

	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
	0,0%	0,0%	7,1%	8,3%	6,1%	14,3%	
Taxa média anual de depreciação							
(A) Imobilizado em curso							
Saldo em 31 de dezembro de 2023	338	785	41.278	—	514	—	42.915
Estornos/Adições	(338)	1.850	5.155	—	151	948	7.766
Transferências	—	(392)	(17.989)	—	(356)	(948)	(19.685)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	2.243	28.444	—	309	—	30.996
(B) Imobilizado em serviço							
Custo	—	—	551	8.448	2.311	9.588	20.898
Depreciação acumulada	—	—	(174)	(5.209)	(565)	(6.208)	(12.156)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	—	377	3.239	1.746	3.380	8.742
Adições	—	—	—	—	—	99	99
Baixas	—	—	—	(186)	(30)	—	(216)
Transferências	—	—	974	—	236	—	1.210
Depreciação	—	—	(109)	(902)	(153)	(1.389)	(2.553)
Custo	—	—	1.525	10.906	2.491	9.687	24.609
Depreciação acumulada	—	—	(283)	(8.755)	(692)	(7.597)	(17.327)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	1.242	2.151	1.799	2.090	7.282
(A+B) Imobilizado líquido	—	2.243	29.686	2.151	2.108	2.090	38.278

11. INTANGÍVEL

11.1. 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 qualificados.

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.

	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Software	Licença ambiental	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Total
	2,4%	3,4%	16,0%	3,1%	3,9%	
Taxa média anual de amortização						
(A) Intangível em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	980	2.901	—	3.881
Estornos	—	—	(325)	(2.901)	—	(3.226)
Transferências	—	—	(139)	—	—	(139)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	—	516	—	—	516
(B) Intangível em serviço						
Custo	6.505.933	2.939.905	28.425	—	147.862	9.622.125
Amortização acumulada	(3.040.897)	(707.489)	(17.923)	—	(19.619)	(3.785.928)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.465.036	2.232.416	10.502	—	128.243	5.836.197
Adições	—	—	—	38.999	2.288	41.287
Baixas	(54)	—	—	—	—	(54)
Transferências	4.484	—	139	—	—	4.623
Amortização	(157.232)	(99.657)	(4.563)	(1.202)	(5.809)	(268.463)
Custo	6.510.253	2.939.905	28.563	38.999	150.150	9.667.870
Amortização acumulada	(3.198.019)	(807.146)	(22.485)	(1.202)	(25.428)	(4.054.280)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.312.234	2.132.759	6.078	37.797	124.722	5.613.590
(A+B) Intangível líquido	3.312.234	2.132.759	6.594	37.797	124.722	5.614.106

11.2. Composição e movimentação

	Infraestrutura de concessão	Grandes reparos	Software	Licença ambiental	Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	Total
	2,4%	3,4%	16,9%	0,0%	3,9%	
Taxa média anual de amortização						
(A) Intangível em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	—	2.314	2.188	—	4.502
Adições	—	—	263	713	—	976
Transferências	—	—	(1.597)	—	—	(1.597)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	980	2.901	—	3.881
(B) Intangível em serviço						
Custo	6.487.682	2.939.905	26.755	—	147.862	9.602.204
Amortização acumulada	(2.883.697)	(607.831)	(13.125)	—	(13.877)	(3.518.530)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.603.985	2.332.074	13.630	—	133.985	6.083.674
Baixas	(77)	—	—	—	—	(77)
Transferências	18.402	—	1.670	—	—	20.072
Amortização	(157.274)	(99.658)	(4.798)	—	(5.742)	(267.472)
Custo	6.505.933	2.939.905	28.425	—	147.862	9.622.125
Amortização	(3.040.897)	(707.489)	(17.923)	—	(19.619)	(3.785.928)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.465.036	2.232.416	10.502	—	128.243	5.836.197
(A+B) Intangível líquido	3.465.036	2.232.416	11.482	2.901	128.243	5.840.078

11.3. Itens que compõem o intangível

11.3.1. Dos bens vinculados à concessão

Os bens e as instalações utilizados na geração (imobilizado e intangível) não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador (Aneel). Todavia, a Resolução Normativa nº 691/2015 disciplina a desvinculação, por iniciativa do agente setorial, de bens vinculados aos serviços de energia elétrica, concedendo autorização prévia para a desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

11.3.2. Infraestrutura de concessão

O Poder Concedente realizou o leilão para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e do Retorno de Bonificação de Outorga (RBO), os quais compõem a remuneração da Companhia, denominada Receita Anual de Geração (RAG).

O reconhecimento contábil dessa outorga, de acordo com o ICPC 01, deu-se no modelo bifurcado, com o reconhecimento de um ativo intangível no montante de R\$ 4.796 MM, referente ao direito de cobrar os usuários dos serviços públicos, e de um ativo financeiro no montante de R\$ 9.007 MM, conforme nota explicativa nº 8. Esse ativo financeiro não possui mercado ativo, todavia apresenta fluxo de caixa fixo e determinável e, portanto, foi classificado como ativo financeiro, inicialmente mensurado a valor presente e, subsequentemente, mensurado pelo custo amortizado, calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

11.3.3. Grandes reparos

Com base em estimativas de engenheiros e da administração, foi provisionado o valor total que se espera despende nos reparos necessários para a operação das unidades geradoras, dentro das condições previstas no edital do leilão. A estimativa de gastos com os reparos somente é confirmada na abertura das máquinas e, por esse motivo, o valor da provisão pode ser alterado de acordo com a necessidade. Espera-se que o projeto seja concluído até 2038, período em que haverá dispêndio de caixa necessário à viabilização do projeto.

11.3.4. 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 o 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.

11.3.5. 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.

11.3.6. 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.



CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

O contrato não possuía nenhuma cláusula de Covenants.

16.4.1. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Movimentação

Apropriação de juros	13.776
Pagamento de juros	(96.277)
Pagamento de principal	(1.303.274)
Ganho com variação cambial	(131.437)
Perda com variação cambial	2.740
Imposto de renda retido na fonte	(1.414)

Saldo em 31 de dezembro de 2025

Saldo em 31 de dezembro de 2023

Movimentação

Apropriação de juros	75.756
Variação cambial ativa	(49.488)
Variação cambial passiva	361.906

Saldo em 31 de dezembro de 2024

17. PROVISÕES

17.1. Composição dos saldos

Passivo

Circulante

Provisões		
Provisões para grandes reparos	546.450	329.646
Provisões para licenças ambientais	9.392	—

Não circulante

Provisões		
Provisões para grandes reparos	1.326.674	1.598.770
Provisões para licenças ambientais	21.507	—
Provisões para riscos	5.894	854

Total

17.2. Provisões para grandes reparos

17.2.1. Política contábil

A Companhia possui contratos dentro do alcance do ICPC 01 (Interpretação técnica baseada do IFRIC 12) que envolvem uma entidade privada (concessionário) e sua infraestrutura usada para prestar os serviços públicos ou melhorá-la, além de operá-la e mantê-la pelo prazo da concessão.

Com base no CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes e nas estimativas de engenheiros e Administração, foi provisionado o valor total que se espera despendar nos reparos necessários para a operação das unidades geradoras dentro das condições previstas no Edital do Leilão. A estimativa de gastos com o reparo somente é confirmada na abertura das máquinas. Adicionalmente, mudanças no cronograma para os reparos podem afetar de forma relevante a provisão constituída. Espera-se que o projeto seja concluído até 2038.

As provisões foram contabilizadas como obrigações no início da concessão, em contrapartida do ativo intangível e tiveram suas atualizações projetadas com base na inflação e projetada até 2038 (término esperado para o projeto) e trazidas a valor presente, esse efeito é registrado no resultado financeiro. Posteriormente, as provisões são atualizadas considerando a taxa efetiva, o andamento do projeto e realização conforme são efetivados os gastos.

Trimestralmente ou por algum evento significativo, as provisões são revistas e sempre que necessário as estimativas de gastos são atualizadas.

Em caso de variação na base da provisão, o efeito é registrado contra o intangível. Quando a revisão é em razão da alteração do fluxo temporal dos dispêndios, esse efeito impacta o resultado.

17.2.2. Composição e movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Realização de provisão	3.409.736	(1.481.320)	1.928.416
Atualização	(218.802)	—	(218.802)
Apropriação do ajuste a valor presente	(47.167)	—	(47.167)

Saldo em 31 de dezembro de 2025

Circulante	3.143.767	(1.270.643)	1.873.124
Não circulante	372.500	(42.854)	329.646
	3.037.236	(1.438.466)	1.598.770

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Circulante	3.409.736	(1.481.320)	1.928.416
Não circulante	617.489	(71.039)	546.450
	2.526.278	(1.199.604)	1.326.674

Saldo em 31 de dezembro de 2025

17.3. Provisões para licenças ambientais

17.3.1. 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.

17.3.2. Composição e movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Constituição de provisão	—	—	—
Realização de provisão	73.760	(34.761)	38.999
Ajuste a valor presente	(9.198)	—	(9.198)

Saldo em 31 de dezembro de 2025

Circulante	64.562	(33.663)	30.899
Não circulante	—	—	—
	13.600	(4.208)	9.392

Saldo em 31 de dezembro de 2025

17.4. Provisões para riscos e contingências

17.4.1. Política contábil

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

- i. haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;
- ii. é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e
- iii. 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 Diretoria 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, que são relacionadas às ações trabalhistas, regulatórias e cíveis, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito. Demais depósitos não relacionados às provisões constituída, são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 9).

Em função do Contrato de Concessão, a Companhia assumiu os processos judiciais e administrativos ambientais, distribuídos em face da Companhia Energética de São Paulo (CESP).

As ações discutem as demolições de construções irregulares na Área de Preservação Permanente (APP) e de concessão, então da CESP, indenização pelos danos ambientais, recuperação e compensação dos danos causados pelas ocupações irregulares.

Ainda, é necessária consideração a respeito do dano ambiental, que pode ser abstrata, e que na licença de operação já existe a determinação para cumprimento de obrigações ambientais, que a Companhia deve cumprir, o que caracterizaria um empenho duplicado pelo mesmo objetivo.

Adicionalmente, a determinação da possibilidade de êxito nos demais processos em andamento, assim como a estimativa das perdas prováveis esperadas envolve julgamentos críticos por parte da Diretoria, pois depende de eventos futuros que não estão sob controle da Companhia.

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

17.4.2. Provisões para riscos

17.4.2.1. Composição e movimentação

(A) Provisão para riscos

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Provisões	1.341	15	1.356
Variações monetárias	4.814	4	4.818
Acordos/pagamentos	248	1	249

Saldo em 31 de dezembro de 2025

(B) Depósitos judiciais

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Variações monetárias	(488)	(14)	(502)
(Adições)	28	—	28
Baixas	(87)	(19)	(106)

Reclassificações (i)

	455	33	488
	(275)	—	(275)
	121	14	135

Saldo em 31 de dezembro de 2025

(A+B) Provisões líquidas

Não circulante

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Não circulante

Saldo em 31 de dezembro de 2025

Trabalhistas	Cíveis	Total
1.341	15	1.356
4.814	4	4.818
248	1	249
(143)	(19)	(162)
4.919	(14)	4.905
6.260	1	6.261

(488)	(14)	(502)
28	—	28
(87)	(19)	(106)
455	33	488
(275)	—	(275)
121	14	135
(367)	—	(367)

853	1	854
853	1	854
5.893	1	5.894
5.893	1	5.894

(A) Provisão para riscos

Saldo em 31 de dezembro de 2023

Provisões/(reversões)	4.377	11	19.883	24.271
Variações monetárias	(2.068)	11	(20.190)	(22.247)
Acordos/pagamentos	71	1	307	379

Saldo em 31 de dezembro de 2024

(B) Depósitos judiciais

Saldo em 31 de dezembro de 2023

Variações monetárias	(1.304)	—	—	(1.304)
(Adições)	(27)	—	—	(27)
Baixas	(243)	(14)	—	(257)

Saldo em 31 de dezembro de 2024

(A+B) Provisões líquidas

Circulante

Não circulante

Saldo em 31 de dezembro de 2023

Não circulante

Saldo em 31 de dezembro de 2024

A respeito das discussões judiciais em andamento, vale destacar:

17.4.2.2. Trabalhistas

A Diretoria 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 trabalhistas. O que em sua maioria discute ações ajuizadas por ex-empregados de empresas prestadoras de serviços na Rio Paraná.

17.4.3. Contingências possíveis

17.4.3.1. Composição

Trabalhistas

Fiscais

Cíveis

Ambientais

Regulatórias

Demonstramos abaixo, as principais variações nas contingências possíveis da Companhia, atualizadas para 31 de dezembro de 2025:

17.4.3.2. Trabalhistas

As contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 2.144 para dezembro de 2025 (R\$ 12.050 em 31 de dezembro de 2024). O principal motivo da baixa decorre do encerramento e reclassificação de processos trabalhistas relevantes, que ocorreram principalmente em razão de acordos celebrados e decisões judiciais favoráveis, que eliminaram a possibilidade de perda. O restante trata-se de atualização monetária.

17.4.3.3. Fiscais

i. Trata-se de um Mandado de Segurança com pedido liminar impetrado pela Rio Paraná em face da Receita Federal, em janeiro de 2018, no qual se discute a opção pelo Regime do Lucro Presumido nos anos de 2015 e 2016 em que a companhia obteve receita significativas com variação cambial positiva decorrente de um empréstimo realizado em moeda estrangeira (Dólar), que por se tratar de receita financeira não foi considerado na base de cálculo para fins de recolhimento de Tributos. Para concessão da liminar foi necessária a realização de um depósito judicial no valor de R\$ 420.000 em 30 de janeiro de 2018. Houve decisão desfavorável de primeira instância, mas as chances de êxito nesta demanda são consideradas pela Diretoria, fundamentada pelos advogados da Companhia, como possíveis e o valor total envolvido neste caso é de R\$ 686.681 (R\$ 632.957 em 31 de dezembro de 2024);

ii. Processos Administrativos decorrentes de não homologação pela Receita Federal de pedidos de compensação de créditos IRRF e PIS. O valor atualizado é de R\$ 6.011 (R\$ 5.586 em 31 de dezembro de 2024);

iii. Processos administrativos e judiciais que discutem o recolhimento de ISSQN para o município de Três Lagoas durante o período da modernização e o valor atualizado é de R\$ 4.622 (R\$ 4.202 em 31 de dezembro de 2024).

17.4.3.4. Ambientais

As contingências ambientais com expectativa de perda possível estão avaliadas em R\$ 145.153 para 31 de dezembro de 2025. O principal motivo para o aumento decorre da atualização monetária dos processos em andamento e de uma nova contingência. Dentre os principais se destacam:

- Seis Autos de Infração lavrados pelo Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul - (IMASUL) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - (IBAMA), totalizando R\$ 10.791, por supostos impactos ambientais decorrente de suposta mortandade de peixes relativa aos baixos níveis do reservatório da UHE Jupia, ocupação irregular em APP, suposto descumprimento da Licença de Operação de sultura de alevinos, e suposto uso de substância (dicloro isocianurato de sódio - MD-60) em desacordo com autorização ambiental. Em todos os casos, foram apresentadas as Defesas Administrativas e em alguns casos já apresentados Recursos Administrativos, aguardando-se julgamento pelos órgãos ambientais;
- Ação Civil Pública ajuizada pelo MPF de Três Lagoas/MS ("Ação Peixamento"), em que se discute o cumprimento da condicionante específica ambiental 2.1 da LO 1251/2014, em razão do suposto elevado decréscimo na sultura de variadas espécies de alevinos nos reservatórios das UHEs Jupia e Ilha Solteira. Foi proferida a sentença (decisão de 1ª instância) julgando improcedente a ação. A sentença foi mantida pelo TRF/3 e o MPF interps recurso especial, que foi admitido. Aguarda-se o julgamento do recurso. O valor atualizado é de R\$ 6.452 (R\$ 6.149 em 31 de dezembro de 2024);
- Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal requerendo que a companhia realize o reflorestamento de toda a área do reservatório da Usina de Ilha Solteira. O valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 129 milhões.

17.4.3.5. Regulatórias

As contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 15.936, decorrente de ações judiciais ajuizadas por municípios em face da Aneel, Rio Paraná, CESP/AUREN e AES Tietê, cuja discussão se refere ao pagamento de CFURH, uma compensação financeira pela atualização/resultado da exploração de recursos hídricos para geração de energia. A Rio Paraná apresentou suas Contestações nos casos acima. Processos em 1ª instância.

18. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

18.1. Capital social subscrito e integralizado

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

	2025 e 2024	
Acionistas	Ações ordinárias	%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	4.676.217.474	66,67
Huikai Clean Energy S.A.R.L.	2.338.108.737	33,33
	7.014.326.211	100,0

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, o capital subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 6.649.017, equivalentes a 7.014.326.211 (sete bilhões, quatorze milhões, trezentas e vinte e seis mil, duzentos e onze) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. O controle acionário da Companhia não poderá ser transferido, cedido ou de qualquer forma, alienado, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem prévia concordância da Aneel.

18.2. Reservas de lucros

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

18.3. 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.

18.4. Destinação dos lucros acumulados

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	2.342.093	1.885.531
Constituição da reserva legal	117.105	94.276
Base de cálculo dos dividendos	2.224.988	1.791.255

Distribuições

Dividendos	2.969.067	650.000
Juros sobre capital próprio	1.050.000	842.000
	4.019.067	1.513.812
	556.247	447.814
	3.462.820	1.065.998

Distribuições mínimas obrigatória (25%)

Distribuições adicionais

	Provento	R\$ mil	R\$
AGE de 23/12/2025	Dividendos	2.269.067	0,32349
AGE de 09/12/2025	Juros sobre capital próprio	1.050.000	0,14969

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, a distribuição dos resultados apurados em 31 de dezembro de cada ano, ocorrerá após a elaboração das demonstrações financeiras do exercício e após manifestação da Diretoria, Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, e posteriormente submetidas à Assembleia Geral Ordinária, juntamente com a proposta de destinação.

Dos resultados apurados serão inicialmente deduzidos os prejuízos acumulados e a provisão para o Imposto de Renda e tributos sobre o lucro. O lucro remanescente terá a seguinte destinação:

i. A Companhia deverá distribuir dividendos mínimos obrigatórios no valor de 25% dos lucros remanescentes aos acionistas;

ii. Caso a distribuição de dividendos seja aprovada, o pagamento dos dividendos deverá ocorrer no ano subsequente ou conforme determinado em ata.

Contudo, para o exercício de 2025, o valor deliberado difere da prática usual da Companhia em razão da edição da Lei nº 15.270, que estabelece a possibilidade de pagamento até 2028, preservando, assim, a isenção do IRRF, conforme mencionado e divulgado nas (notas explicativas nº 1.5.2 e 15, respectivamente).

19. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

19.1. Política contábil

19.1.1. 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:

i. O valor da receita pode ser mensurado com segurança;

ii. É provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a Companhia;

iii. 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





CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E DE 2024

★ continuação

acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Diretoria da Companhia, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

19.1.2. 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 de 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.

19.1.3. Receita de geração no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

19.1.3.1. Regime cotas

O valor da Receita Anual de Geração (RAG) pelo regime de cotas está previsto no contrato de concessão, que é recebida/auferida pela disponibilização das instalações da infraestrutura. Não depende da sua utilização pelos usuários do sistema nem está sujeita ao MRE. Compõe esse grupo, a receita de manutenção visando a não interrupção da disponibilidade de energia e, quando aplicável, a receita de construção da infraestrutura de concessão.

A RAG é composta pelas seguintes partes:

• GAG (Gestão de Ativos de Geração): parcela associada ao custo da gestão dos ativos de geração, incluído os investimentos em melhorias a serem executadas ao longo da concessão.

• Reembolsos da Tust, TUSD, encargos de conexão, compensação financeira, taxa de fiscalização e PDI: são custos proporcionais a RAG, que estão sendo apresentados de forma líquida.

19.1.3.2. Leilões de Energia Existente

Contratos negociados no ambiente de contratação regulado, onde a comercialização de energia elétrica ocorre intermediada por leilões públicos promovidos pelo governo federal, com regras definidas principalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Podem ser contratos de curto e longo prazo acordo com a seu edital.

19.1.4. Receita de ativos financeiros

Os ativos financeiros de concessão representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros, equivalente ao reembolso de 65% do valor pago pelo direito de concessão.

Esses ativos são remunerados mensalmente pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

	2025	2024
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	991.740	801.278
Contratos ACR	1.772.316	1.619.684
Mercado de curto prazo (MCP)	138.492	116.573
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	3.610	5.161
	2.906.158	2.542.696
Receita de ativos financeiros		
Juros e atualização monetária	1.716.901	1.713.864
	1.716.901	1.713.864
Total receita operacional bruta	4.623.059	4.256.560
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(408.511)	(367.173)
ICMS	(2.806)	(1.696)
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI)	(12.647)	(11.472)
	(423.964)	(380.341)
Receita operacional líquida	4.199.095	3.876.219

20. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA, COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE

20.1. Energia elétrica vendida

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	7.702.703	991.740	5.056.883	801.278
Contratos ACR	15.249.683	1.772.316	14.890.986	1.619.684
Mercado de curto prazo (MCP)	706.109	138.492	1.096.348	116.573
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	468.847	3.610	357.666	5.161
	24.127.342	2.906.158	21.401.883	2.542.696

(*) Não auditado pelos auditores independentes

20.2. Energia elétrica comprada

	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	3.430.327	466.324	623.582	111.484
Mercado de curto prazo (MCP)	120.468	3.814	51.997	3.151
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	80.607	2.798	462.766	10.254
(-) Crédito de PIS	-	(7.650)	-	(1.651)
(-) Crédito de COFINS	-	(35.236)	-	(7.607)
	3.631.402	430.050	1.138.345	115.631

(*) Não auditado pelos auditores independentes

20.3. Encargos de uso da rede elétrica

Os encargos devidos pela Companhia, estabelecidos pela Aneel são: Tust, TUSD 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.

A TUSD remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos geradores para ligar suas usinas à rede básica ou a centros de consumo.

	2025	2024
Tust	230.600	218.718
TUSD	5.841	5.732
Encargos de conexão	53	50
(-) Crédito de PIS	(3.876)	(3.681)
(-) Crédito de COFINS	(17.850)	(16.952)
	214.768	203.867

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

21. RESULTADO FINANCEIRO

21.1. 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, variações cambiais, juros entre outras.

	2025	2024
Receitas		
Rendimento de aplicações financeiras	137.582	107.953
Variações monetárias	54.685	44.948
Depósitos judiciais	53.709	43.579
Tributos a recuperar	548	8
Inadimplência CCEE	428	1.361
Ganho com variação cambial	131.437	49.488
Compensação financeira	-	200
(-) PIS e COFINS	(6.450)	(5.086)
Outras receitas financeiras	171	17
	317.425	197.520
Despesas		
Juros	(135.458)	(181.997)
Debêntures	(121.682)	(106.241)
Partes relacionadas	(13.776)	(75.756)
Variações monetárias	(3.346)	(2.909)
Provisões para riscos	(249)	(379)
Outras	(3.097)	(2.530)
Perda com variação cambial	(2.740)	(361.906)
Ajuste a valor presente (AVP)	(164.608)	(274.235)
Atualização/AVP de provisão de grandes reparos	(163.510)	(274.235)
AVP Licença ambiental	(1.098)	-
Outras despesas financeiras	(2.503)	(1.698)
	(308.655)	(822.745)
	8.770	(625.225)

Resultado financeiro líquido

22. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E TRIBUTOS DIFERIDOS

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

22.1.1. 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, 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		2.992.198			2.404.621	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(748.050)	(269.298)	(1.017.348)	(601.155)	(216.416)	(817.571)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Juros sobre capital próprio (JSCP)	262.500	94.500	357.000	210.500	75.780	286.280

	2025			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Doações Incentivadas	12.478	—	12.478	13.932	—	13.932
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	—	—	—	3.398	1.223	4.621
Incentivos fiscais	66	—	66	81	—	81
Outras (adições) permanentes, líquidas	(4.150)	(1.501)	(5.651)	(4.725)	(1.708)	(6.433)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(477.156)	(176.299)	(653.455)	(377.969)	(141.121)	(519.090)
IRPJ e CSLL correntes	229.287	87.068	316.355	352.435	131.930	484.365
IRPJ e CSLL diferidos	247.869	89.231	337.100	25.534	9.191	34.725
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	477.156	176.299	653.455	377.969	141.121	519.090
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(3.349)	(1)	(3.350)	—	—	—
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	473.807	176.298	650.105	377.969	141.121	519.090
Alíquota efetiva	15,9%	5,9%	21,8%	15,7%	5,9%	21,6%

22.2. Tributos diferidos

22.2.1. 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 grandes reparos	429.130	154.487	583.617	378.455	136.244	514.699
Variação cambial	—	—	—	128.205	46.154	174.359
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	3.199	1.152	4.351	1.956	704	2.660
Provisões para riscos	3.182	1.146	4.328	3.259	1.173	4.432
Outras provisões	1.538	553	2.091	907	326	1.233
Total bruto	437.049	157.338	594.387	512.782	184.601	697.383
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(437.049)	(157.338)	(594.387)	(512.782)	(184.601)	(697.383)
Total	—	—	—	—	—	—

Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos de ativo financeiro vinculado a concessão	(1.731.990)	(623.518)	(2.355.508)	(1.574.129)	(566.687)	(2.140.816)
Juros sobre depósito vinculado	(67.716)	(24.378)	(92.094)	(54.285)	(19.543)	(73.828)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(31.180)	(11.225)	(42.405)	(32.061)	(11.542)	(43.603)
AVP Licença ambiental	(1.724)	(620)	(2.344)	—	—	—
Total bruto	(1.832.610)	(659.741)	(2.492.351)	(1.660.475)	(597.772)	(2.258.247)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	437.049	157.338	594.387	512.782	184.601	697.383
Total	(1.395.561)	(502.403)	(1.897.964)	(1.147.693)	(413.171)	(1.560.864)

23. 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	2.342.093	1.885.531
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	7.014.326	7.014.326
Resultado básico e diluído por ação	0,33390	0,26881

24. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

24.1. 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.

24.2. 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 Diretoria 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*).

24.3. 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.

24.4. 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.

24.5. 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 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, 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.

24.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

24.6.1. 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.



CTG Brasil

Rio Paraná Energia S.A.
CNPJ nº 23.096.269/0001-19



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

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	–	73	73	109	109
	Valor justo por					
Aplicações financeiras	meio do resultado	Nível 2	118.875	118.875	1.708.763	1.708.763
Clientes	Custo amortizado	–	426.853	426.853	417.925	417.925
Ativo financeiro vinculado à concessão	Custo amortizado	–	12.998.025	12.998.025	12.651.773	12.651.773
Partes relacionadas	Custo amortizado	–	826	826	–	–
Depósitos judiciais	Custo amortizado	–	686.881	686.881	633.176	633.176
			14.231.533	14.231.533	15.411.746	15.411.746
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	–	150.197	150.197	118.581	118.581
Encargos setoriais	Custo amortizado	–	92.812	92.812	101.558	101.558
Debêntures	Custo amortizado	–	1.626.618	1.571.019	1.758.846	1.661.930
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	–	3.161.567	3.161.567	1.387.512	1.387.512
Partes relacionadas	Custo amortizado	–	6.626	6.626	1.515.886	1.515.886
			5.037.820	4.982.221	4.882.383	4.785.467

DECLARAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, os membros do Conselho de Administração da Rio Paraná Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 4º andar, Vila Olímpia, CEP 04551-060, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 23.096.269/0001-19, declaram que:

(i) reviram, discutiram e concordam com o Relatório Anual da Administração e com as Demonstrações Financeiras e Demonstrações Contábeis Regulatórias da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025; e

(ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, relativamente às Demonstrações Financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

Face ao exposto, é manifestação do Conselho de Administração da Companhia que os citados documentos merecem a aprovação dos Acionistas na Assembleia Geral Ordinária, a ser realizada em 30 de abril de 2026.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva
Presidente do Conselho de Administração

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, os membros da Diretoria da RIO PARANÁ ENERGIA S.A. ("Companhia"), sociedade por ações, inscrita no CNPJ sob nº 23.096.269/0001-19, com sede na Rua Funchal, nº 418, 4º andar, Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, declaram que:

(i) reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras e Demonstrações Contábeis Regulatórias da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025; e

(ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, relativamente às Demonstrações Financeiras e Demonstrações Contábeis Regulatórias da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2026
Rodrigo Teixeira Egreja
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Administrativo

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Márcio José Peres
Diretor-Presidente

Rodrigo Teixeira Egreja - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Administrativo

Tatiana Figueredo Garrido da Mota
Diretora Executiva

Giulliano Batelochi Gallo
Diretor Executivo

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Silvio Alexandre Scucuglia da Silva - Presidente

Evandro Leite Vasconcelos - Membro Efetivo

Márcio José Peres - Membro Efetivo

Xingyang Cao - Membro Efetivo

Zhigang Chen - Membro Efetivo

Antônio dos Santos Entraut Junior - Contador - CRC - PR-068461/O-1

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas da **Rio Paraná Energia S.A.**

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Rio Paraná 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 Paraná 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 de entidades de interesse público no Brasil. Nós também 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.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Ativo financeiro vinculado à concessão

Conforme divulgado nas notas explicativas "nº 1.1, 1.2 e 8" às demonstrações financeiras, a Companhia atua como prestadora de serviço de geração de energia elétrica em regime de a locação de cotas de garantia física de energia e potência. A Companhia pagou um montante pelo direito de concessão, do qual uma parcela possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda, classificada como ativo financeiro. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo do ativo financeiro vinculado à concessão, registrado no ativo circulante e não circulante, é de R\$12.998.025 mil. Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para definir as premissas de cálculo adotadas, consideramos a mensuração do ativo financeiro vinculado à concessão como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) o entendimento dos controles internos, do modelo de negócio e da política estabelecida para as contabilizações e as mensurações subsequentes; (ii) a análise das movimentações dos saldos, recálculo sobre o modelo matemático e correspondentes dados e premissas, recálculo do ajuste a valor presente e testes substantivos em bases amostrais sobre os recebimentos realizados no exercício.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação do ativo financeiro vinculado à concessão e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa nº 8 às demonstrações financeiras, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025 tomadas em conjunto.

Provisão para grandes reparos

Conforme divulgado na nota explicativa nº 17.2 às demonstrações financeiras, ao adquirir os direitos associados a concessão das usinas de Jupia e Ilha Solteira, a Diretoria, com base nas estimativas de engenheiros, provisionou o valor total que se espera despendir nos reparos necessários à operação das referidas unidades geradoras, de acordo com os requerimentos e níveis de disponibilidade previstos no Edital do Leilão. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo da provisão para grandes reparos, registrado no passivo circulante e não circulante, é de R\$1.873.124 mil.

Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido para mensurar a expectativa de desembolsos futuros, consideramos a mensuração da provisão para grandes reparos como um assunto significativo para a nossa auditoria. Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros:

(i) o entendimento dos controles internos e dos processos e procedimentos para as contabilizações e as mensurações subsequentes; (ii) a análise retrospectiva relativa aos montantes classificados no circulante e pagos no exercício corrente; (iii) a análise das movimentações dos saldos, recálculo do ajuste a valor presente e testes substantivos em bases amostrais sobre os desembolsos realizados no exercício; (iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados relacionados à mensuração e à divulgação da provisão para grandes reparos e nas evidências de auditoria obtidas que suportam os nossos testes, entendemos que os critérios de mensuração adotados pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa nº 17.2 às demonstrações financeiras, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado - DVA referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS Accounting Standards, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e são consistentes em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

25. SEGUROS

A CTG Brasil mantém contratos de seguros, que englobam a Rio Paraná Energia S.A., levando em conta a natureza e o grau de risco para cobrir eventuais perdas significativas sobre os ativos e/ou responsabilidades suas 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

26. COMPROMISSOS ASSUMIDOS E NÃO RECONHECIDOS

26.1. Contratos de compra de energia elétrica

Contratos

ACL - Contratos bilaterais

Compromissos até 2028

27. TRANSAÇÕES NÃO CAIXA

	2025	2024
Provisão para licença ambiental	38.999	–

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8
Renato Vieira Lima
Contador
CRC nº 1 SP 257330/O-5

Deloitte



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadao.ri.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG *Brasil*



Demonstrações Financeiras **2025**

Rio Paranapanema Participações S.A.

www.ctgbr.com.br





CTG Brasil

Rio Paranapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

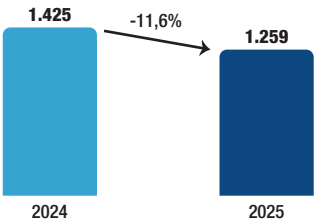
Nessa seção do documento, são apresentados os principais eventos do exercício-base desta demonstração financeira, em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

PRINCIPAIS INDICADORES			
	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	1.431.183	1.609.197	-11,1%
(-) Deduções à receita operacional	(171.707)	(184.057)	-6,7%
Receita operacional líquida	1.259.476	1.425.140	-11,6%
Contratos futuros de energia	-	64.112	-100,0%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(873.857)	(868.206)	0,7%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	385.619	621.046	-37,9%
Ebitda	677.026	889.023	-23,8%
Margem Ebitda - %	53,8%	62,4%	-8,6 p.p.
Resultado financeiro	(76.911)	(44.605)	72,4%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	308.708	576.441	-46,4%
Lucro líquido do exercício	218.349	409.252	-46,6%
Margem líquida - %	17%	29%	-11,4 p.p.
Quantidade de ações	798.355	798.355	0,0%
Lucro líquido básico e diluído por ação (Controladora)	0,26153	0,49204	-46,8%

A receita operacional líquida do ano de 2025 foi de R\$ 1.259,5 milhões, que representa uma redução de R\$ 165,7 milhões ou - 11,6% em relação ao ano anterior. Sobre essa redução vale destacar as seguintes variações na receita bruta:

- Queda de R\$ 233,2 milhões na receita bruta de comercialização, em razão do encerramento das atividades da controlada CTG Trading no mês de outubro/24;
- Redução de R\$ 77 milhões no ambiente de contratação livre (ACL), principalmente em função de redução nos volumes negociados pela controlada Rio Paranapanema nessa modalidade na comparação entre os dois anos;
- Elevação de R\$ 103,5 milhões na receita do mercado de curto prazo (MCP e MRE) da controlada Rio Paranapanema, principalmente em função do acréscimo no preço médio da liquidação das diferenças (PLD) na comparação entre os dois exercícios, além dos efeitos positivos da geração e da modulação ao longo do ano de 2025;
- Elevação de R\$ 28,7 milhões em contratos no ambiente de contratação regulada (ACR), modalidade na qual a controlada Rio Paranapanema voltou a operar a partir de 2025, em decorrência do 31º Leilão de Energia Existente;

Receita operacional líquida (R\$ milhões)



CONTRATOS FUTUROS DE ENERGIA

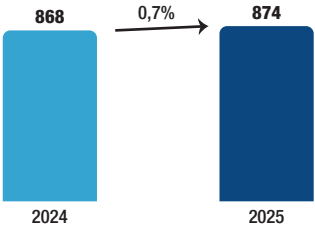
O efeito desfavorável de R\$ 64,1 milhões decorre do evento não recorrente e pontual do ano anterior, relativo à reversão do saldo da rubrica de marcação a mercado (MTM) aplicável às comercializadoras com o encerramento das atividades da CTG Trading.

CUSTOS E OUTROS RESULTADOS OPERACIONAIS			
	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Pessoal	(87.210)	(86.836)	0,4%
Material	(10.037)	(7.137)	40,6%
Serviços de terceiros	(42.613)	(42.219)	0,9%
Energia comprada	(129.856)	(351.875)	-63,1%
Depreciação e amortização	(291.407)	(267.977)	8,7%
Encargos de uso da rede elétrica	(198.785)	(200.382)	-0,8%
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(55.156)	(41.817)	31,9%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(9.572)	(9.157)	4,5%
Seguros	(9.547)	(10.119)	-5,7%
Aluguéis	(449)	(382)	17,5%
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	(18.763)	15.662	-219,8%
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	(1.321)	(1.655)	-20,2%
Compartilhamento de despesas	(16.449)	(12.738)	29,1%
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos	-	156.093	-100,0%
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	3.296	-	100,0%
Outros	(5.988)	(7.667)	-21,9%
	(873.857)	(868.206)	0,7%

Os custos e outros resultados operacionais apresentaram uma redução de R\$ 5,7 milhões, quando comparado com o exercício anterior. A respeito dessa variação, vale destacar:

- Evento pontual e não recorrente do ano anterior referente à reversão de perdas pela não recuperabilidade de ativos na ordem de R\$ 156,1 milhões referente à provisão constituída na antiga subsidiária Sapucaí-Mirim, na Controlada Rio Paranapanema Energia;
- Na rubrica de provisões para riscos, efeito desfavorável de R\$ 34,4 milhões, principalmente em razão do reconhecimento de provisão acerca de ação de natureza tributária no valor de R\$ 23,8 milhões após andamentos desfavoráveis em ações similares. Além disso, houve em 2024 um efeito positivo de R\$ 10,4 milhões relativos à reversão pontual e não recorrente após adesão pela Companhia ao Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF) na Controlada Rio Paranapanema Energia;
- Aumento de R\$ 23,4 milhões na rubrica de depreciação e amortização devido a adição do exercício e recalcule da vida útil, em função da extensão das concessões das UHEs Capivara e Chavantes após êxito no mecanismo concorrencial para negociação de títulos de valores não pagos no MCP, em sua Controlada Rio Paranapanema;
- Aumento de R\$ 13,3 milhões na linha de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos da controlada Rio Paranapanema, principalmente em razão da atualização acima da inflação da Tarifa Anual de Referência (TAR), além do aumento de 13,1% na geração verificada (7.210 GWh em 2025 contra 6.375 GWh em 2024);
- Redução de R\$ 222 milhões na rubrica de energia comprada, principalmente em função do encerramento das atividades da CTG Trading em Ago/2024.

Custos e outros resultados operacionais (R\$ milhões)

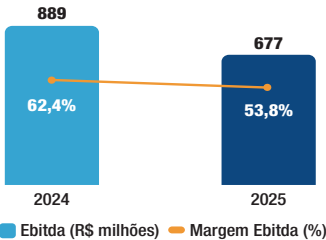


EBITDA E MARGEM EBITDA

	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Lucro líquido do exercício	218.349	409.252	-46,6%
Imposto de renda e contribuição social	90.359	167.189	-46,0%
Resultado financeiro (líquido)	76.911	44.605	72,4%
Depreciação e amortização	291.407	267.977	8,7%
Ebitda	677.026	889.023	-23,8%
Margem Ebitda	53,8%	62,4%	-8,6 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 medido em 2025 acumulou R\$ 677 milhões o que representa uma redução de R\$ 212 milhões ou - 23,8% quando comparado ao Ebitda apurado no ano de 2024. Acerca dessa variação, vale destacar os impactos pontuais registrados no exercício anterior, já detalhados na seção de custos e outros resultados operacionais, relativos à reversão de provisão para não recuperabilidade de ativos, bem como aos efeitos líquidos de reversão e constituição de provisões para riscos na controlada Rio Paranapanema Energia. Soma-se a esses fatores o efeito relacionado à reversão da marcação a mercado (MTM), decorrente do encerramento das atividades da controlada CTG Trading em 2024, que não se repetiu em 2025. Em bases normalizadas, isto é, desconsiderando os eventos acima mencionados, o Ebitda da Companhia apresentaria um aumento de R\$ 42,6 milhões, sendo que a margem Ebitda ficaria estável no patamar de 55%.

Ebitda (R\$ milhões)



Ebitda (R\$ milhões) Margem Ebitda (%)

RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	70.726	50.542	39,9%
Variações monetárias	27.458	26.567	3,4%
Ajuste a valor presente (AVP)	2	-	100,0%
Outros	(14.411)	(11.205)	28,6%
	83.775	65.904	27,1%
Despesas			
Juros	(115.759)	(66.347)	74,5%
Variações monetárias	(40.030)	(40.379)	-0,9%
Ajuste a valor presente (AVP)	(953)	-	100,0%
Outros	(3.944)	(3.783)	4,3%
	(160.686)	(110.509)	45,4%
Resultado financeiro líquido	(76.911)	(44.605)	72,4%

O resultado financeiro líquido apresentado em 2025 foi negativo em R\$ 76,9 milhões, representando uma piora de R\$ 32,3 milhões em relação ao ano de 2024. Acerca dessa variação, vale destacar os seguintes eventos na controlada Rio Paranapanema Energia:

- Aumento de R\$ 24,3 milhões nas despesas com juros sobre empréstimos, principalmente em razão da emissão de Notas Comerciais para fazer frente ao investimento realizado na extensão de concessões;
- Aumento de R\$ 20 milhões nas despesas com variação monetária e juros que remuneram as debêntures, basicamente pelo aumento do CDI na comparação entre os dois anos e, também, pela nova captação realizada no segundo semestre de 2024;
- Tais efeitos negativos foram parcialmente compensados pelo aumento das receitas financeiras de investimento, também em função do aumento do CDI, bem como pelo maior saldo de caixa médio na comparação entre os períodos.

ENDIVIDAMENTO

	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Empréstimos	674.204	-	100,0%
Curto prazo	674.204	-	100,0%
Debêntures	661.532	768.608	-13,9%
Curto prazo	42.007	149.224	-71,8%
Longo prazo	619.525	619.384	0,0%
Dívida Bruta	1.335.736	768.608	73,8%
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(181.529)	(520.666)	-65,1%
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(2.389)	(2.011)	18,8%
Dívida líquida	1.151.818	245.931	368,4%

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

Ao final de 2025, a dívida líquida apresentou crescimento de R\$ 898,9 milhões em comparação à posição final de 2024, principalmente em razão das captações realizadas no período pela Controlada Rio Paranapanema para viabilizar os investimentos associados à extensão das concessões combinado com a redução na posição final de caixa na comparação entre os anos.

Entidade	Dívidas	Remuneração	Vencimento	Consolidado		Variação
				2025	2024	
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 8ª emissão - série 2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	119.344	-100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	320.092	314.149	1,9%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Debêntures 10ª emissão - série 2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	341.440	335.115	1,9%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 1ª emissão - série única	DI + 0,40% ao ano	12/02/2026	422.916	-	100,0%
Rio Paranapanema Energia S.A.	Empréstimo Notas Comerciais 2ª emissão - série 1	DI + 0,50% ao ano	17/06/2026	251.288	-	100,0%
				1.335.736	768.608	73,8%

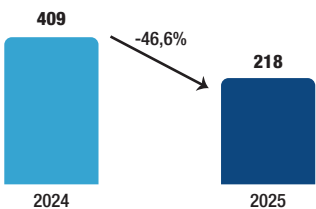
LUCRO LÍQUIDO

A Rio Paranapanema Participações apresentou no ano de 2025 um lucro líquido consolidado de R\$ 218,3 milhões, que representa uma redução de R\$ 190,9 milhões em relação ao desempenho medido no ano de 2024.

Acerca desse desempenho, vale destacar os efeitos positivos pontuais e não recorrentes do ano anterior, relativos às reversões de provisão para não recuperabilidade de ativos e de provisões para riscos. Adicionalmente, em 2025 houve o início da amortização decorrente da extensão das concessões das UHE's Capivara e Chavantes, na controlada Rio Paranapanema Energia, bem como a ausência do efeito positivo da reversão do saldo de marcação a mercado (MTM), associado ao encerramento das atividades da CTG Trading, ocorrido em 2024.

Em bases normalizadas, isto é, excluindo os impactos supramencionados, a variação do lucro líquido consolidado ficaria positiva no patamar de R\$ 83,5 milhões, o que configura mais um bom desempenho de resultados no ano de 2025.

Lucro líquido (R\$ milhões)





CTG Brasil

Rio Parapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024											
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)											
★ continuação											
Ativo	Nota	Controladora		Consolidado		Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024			2025	2024	2025	2024
Circulante						Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	53.528	60.529	181.529	520.666	Fornecedores	13	567	507	492.761	442.153
Clientes	6	—	—	159.494	129.619	Salários, provisões e contribuições sociais		—	—	17.517	17.345
Tributos a recuperar	7	—	—	324	287	Tributos a recolher	7	15.400	8.318	50.226	60.572
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	8	373.405	454.395	—	—	Encargos setoriais	14	—	—	15.364	12.691
Partes relacionadas	18.3	—	—	852	—	Empréstimos	15	—	—	674.204	—
Serviços em curso		—	—	4.504	3.408	Debêntures	16	—	—	42.007	149.224
Outros créditos		—	88	10.813	11.758	Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	17	—	242.697	17.245	262.748
Total do ativo circulante		426.933	515.012	357.516	665.738	Partes relacionadas	18.3	—	—	2.851	—
Não circulante						Provisões	19	—	—	9.880	—
Realizável a longo prazo		—	—	—	—	Outras obrigações		—	—	1.197	1.680
Aplicações financeiras vinculadas	5.2	—	—	2.389	2.011	Total do passivo circulante		15.967	251.522	1.323.252	946.413
Tributos a recuperar	7	—	—	1.590	2.409	Não circulante					
Tributos diferidos	25.2	—	—	169.013	151.252	Fornecedores	13	—	—	72.478	56.729
Dividendos	8	190.700	—	—	—	Encargos setoriais	14	—	—	20.579	14.588
Depósitos judiciais	9	3.298	3.114	78.990	74.417	Indenização socioambiental		—	—	18.986	19.181
Outros créditos		3	—	114	980	Debêntures	16	—	—	619.525	619.384
		194.001	3.114	252.096	231.069	Dividendos	8	444.112	—	451.665	—
Investimentos	10	1.193.550	1.533.769	—	—	Provisões	19	—	—	125.249	87.180
Imobilizado	11	—	—	1.963.537	2.127.738	Outras obrigações		—	—	10.378	6.983
Intangível	12	6.239	7.155	1.476.884	594.192	Total do passivo não circulante		444.112	—	1.318.860	804.045
Total do ativo não circulante		1.393.790	1.544.038	3.692.517	2.952.999	Total do passivo		460.079	251.522	2.642.112	1.750.458
						Patrimônio líquido	21				
						Capital social		798.355	798.355	798.355	798.355
						Reserva de capital		(16.467)	(16.467)	(16.467)	(16.467)
						Reserva legal		86.881	76.442	86.881	76.442
						Reserva de retenção de lucros		377.618	780.774	377.618	780.774
						Ajuste de avaliação patrimonial		114.257	168.424	114.257	168.424
						Total do patrimônio líquido		1.360.644	1.807.528	1.360.644	1.807.528
						Participação dos não controladores		—	—	47.277	60.751
						Total do patrimônio líquido consolidado		1.360.644	1.807.528	1.407.921	1.868.279
						Total do passivo e patrimônio líquido		1.820.723	2.059.050	4.050.033	3.618.737
Total do ativo		1.820.723	2.059.050	4.050.033	3.618.737	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	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Receita operacional líquida	22.1	—	—	1.259.476	1.425.140
Contratos futuros de energia		—	—	—	64.112
Custos operacionais					
Pessoal		—	—	(76.160)	(74.874)
Material		—	—	(9.025)	(6.457)
Serviços de terceiros		—	—	(27.168)	(26.465)
Energia comprada	23.2	—	—	(129.856)	(351.875)
Depreciação e amortização	11.2 e 12.2	—	—	(284.321)	(261.650)
Encargos de uso da rede elétrica	23.3	—	—	(198.785)	(200.382)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		—	—	(55.156)	(41.817)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		—	—	(9.572)	(9.157)
Seguros		—	—	(9.236)	(10.119)
Aluguéis		—	—	(13)	(15)
Reversões de provisões para riscos	19.2	—	—	2.079	2.431
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	6.3	—	—	(1.321)	(1.655)
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	10.2	—	—	3.296	—
Outros		—	—	(1.449)	(5.041)
Resultado bruto		—	—	462.789	502.176
Outros resultados operacionais					
Pessoal		—	—	(11.050)	(11.962)
Material		—	—	(1.012)	(680)
Serviços de terceiros		(1.167)	(951)	(15.445)	(15.754)
Depreciação e amortização	11.2 e 12.2	(919)	(860)	(7.086)	(6.327)
Seguros		—	—	(311)	—
Aluguéis		—	—	(436)	(367)
(Constituições)/reversões de provisões para riscos	19.2	—	—	(20.842)	13.231
Compartilhamento de despesas	18.3	(990)	(2.282)	(16.449)	(12.738)
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos		—	—	—	156.093
Outros		(1.086)	(71)	(4.539)	(2.626)
Resultado de participações societárias		(4.162)	(4.164)	(77.170)	118.870
Equivalência patrimonial	10.2	241.290	423.431	—	—
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		241.290	423.431	—	—
Resultado financeiro	24.1	237.128	419.267	385.619	621.046
Receitas		(3.484)	(4.146)	83.775	65.904
Despesas		—	(1)	(160.686)	(110.509)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		(3.484)	(4.147)	(76.911)	(44.605)
Imposto de renda e contribuição social	25.1	233.644	415.120	308.708	576.441
Corrente		(24.852)	(22.300)	(108.072)	(118.126)
Diferido		—	—	17.713	(49.063)
Lucro líquido do exercício		(24.852)	(22.300)	(90.359)	(167.189)
Atribuível a		208.792	392.820	218.349	409.252
Acionistas controladores		208.792	392.820	208.792	392.820
Acionistas não controladores		—	—	9.557	16.432
Lucro líquido básico e diluído por ação	26.1	0,26153	0,49204	—	—
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		Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Capital	Legal		Custo atribuído	Outros resultados abrangentes			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	798.355	(16.467)	76.442	780.774	—	151.710	1.807.528	60.751	1.868.279
Resultado abrangente do exercício	—	—	—	—	208.792	—	208.792	9.557	218.349
Lucro líquido do exercício	—	—	—	—	—	—	(136)	(6)	(142)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	—	46	2	48
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	—	—	—	—	208.792	(90)	208.702	9.553	218.255
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	—	81.935	(81.935)	—	—	—
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	—	(27.858)	27.858	—	—	—
Contribuições e distribuições aos acionistas	—	—	—	—	54.077	(54.077)	—	—	—
Reserva legal	—	—	10.439	—	(10.439)	—	—	—	—
Reserva de retenção de lucros	—	—	—	144.326	(144.326)	—	—	—	—
Dividendos intermediários	—	—	—	(547.482)	(108.104)	—	(655.586)	(17.589)	(673.175)
Dividendos propostos	—	—	—	—	—	—	—	(866)	(866)
Juros sobre capital próprio	—	—	—	—	—	—	—	(4.572)	(4.572)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	798.355	(16.467)	10.439	(403.156)	(262.869)	—	(655.586)	(23.027)	(678.613)
			86.881	377.618	—	97.633	1.360.644	47.277	1.407.921
	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial		Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Capital	Legal		Custo atribuído	Outros resultados abrangentes			
Saldo em 31 de dezembro de 2023	798.355	(16.467)	56.801	1.057.604	—	206.559	2.116.337	69.424	2.185.761
Resultado abrangente do exercício	—	—	—	—	392.820	—	392.820	16.432	409.252
Lucro líquido do exercício	—	—	—	—	—	—	4.319	171	4.490
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	(1.468)	(1.468)	(58)	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	574	574	23	597
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre resultado atuarial	—	—	—	—	—	(196)	(196)	(8)	(204)
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	—	392.820	3.229	396.049	16.560	412.609
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	—	83.105	(83.105)	—	—	—
Contribuições e distribuições aos acionistas	—	—	—	—	(28.256)	28.256	—	—	—
Reserva legal	—	—	—	—	54.849	(54.849)	—	—	—
Reserva de retenção de lucros	—	—	19.641	—	(19.641)	—	—	—	—
Dividendos intermediários	—	—	—	185.331	(185.331)	—	—	—	—
Dividendos propostos	—	—	—	(462.197)	—	—	(462.197)	(6.629)	(468.826)
Juros sobre capital próprio	—	—	—	—	(242.697)	—	(242.697)	(14.566)	(257.263)
Juros sobre capital próprio prescritos	—	—	—	—	—	—	—	(4.039)	(4.039)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	798.355	(16.467)	19.641	(276.830)	(447.669)	—	(704.585)	(25.233)	(730.091)
			76.442	780.774	—	151.710	1.807.528	60.751	1.868.279
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras									



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaoi.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

Rio Parapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

★ continuação

1. INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. Contexto operacional

A Rio Parapanema Participações S.A. (“Companhia”), foi constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de geração de energia elétrica, além de participar de licitações e/ou leilões de transferência de participação acionária de sociedades do setor de energia elétrica, obtendo as correspondentes concessões, permissões ou autorizações, podendo, para tanto, desenvolver qualquer das seguintes atividades: estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia, especialmente elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia é Controlada pela China Three Gorges Brasil Energia S.A. (CTG Brasil) e tem por acionista minoritário a Huikai Clean Energy S.A.R.L., conforme nota explicativa nº 21. A partir de 2025, a Controlada Rio Parapanema Energia passou a comercializar energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), em decorrência do 31º Leilão de Energia Existente, cujos efeitos podem ser observados nas notas explicativas nº 6 e 22. Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresentou um capital circulante líquido (CCL) negativo consolidado no montante de R\$ 965.736, em virtude dos fatores a seguir:

- Pagamento dos títulos adquiridos no leilão do Mercado de Curto Prazo (MCP) para extensão da concessão das Usinas Hidrelétricas, da Controlada Rio Parapanema Energia, (UHEs) Capivara e Chavantes no valor de R\$ 952.820, por meio de captação de dívida e utilização do caixa da Companhia;
- Constituição de dividendos a pagar;
- A Controlada Rio Parapanema Energia, dentro do seu saldo de Fornecedores, possui um passivo relativo à liminar que discute a redução da Garantia Física (conforme nota explicativa nº 13), no montante de R\$ 457.076 em 31 de dezembro de 2025. Essa obrigação possui característica de passivo financeiro e está classificada no curto prazo por conta disso. Se normalizados os efeitos do passivo de liminar mencionado acima, o CCL consolidado seria de R\$ 508.661 negativo.

A Diretoria analisou as informações disponíveis dos fluxos de caixa projetados e concluiu que a Companhia e sua Controlada dispõem de recursos suficientes para honrar integralmente suas obrigações. Além da geração recorrente de caixa proveniente de suas atividades operacionais, a Companhia e sua Controlada estão estruturando um plano para a rolagem das dívidas de curto prazo contratadas em 2025, considerando as melhores alternativas disponíveis de acordo com as condições atuais do mercado financeiro. Destaca-se, ainda, o atual nível saudável de alavancagem, o *rating* “AAA” e o sólido relacionamento mantido com as instituições financeiras. Adicionalmente, em caso de eventual necessidade, a Companhia poderá contar com o suporte financeiro de sua Controladora, China Three Gorges Brasil Energia S.A. (CTG Brasil).

Para o ano de 2025, a gestão dos recursos foi fundamental diante do desafio com patamares inferiores de preço de energia. Diante disso, as iniciativas focaram na gestão eficiente dos recursos gerenciáveis e no monitoramento constante de oportunidades de negociação no curto prazo.

1.2. Contratos de Concessão/resoluções autorizativas

1.2.1. Contrato de concessão

Em 22 de setembro de 1999, a Controlada Rio Parapanema Energia e a Aneel assinaram o contrato de Concessão de Geração nº 76/1999, que regula as concessões de Uso de Bem Público (UBP) para geração de energia elétrica das usinas Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana, outorgadas pelo Decreto s/nº de 20 de setembro de 1999, sendo que em 5 de agosto de 2011 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo, em 22 de julho de 2020 foi firmado o Segundo Termo Aditivo e em 01 de julho de 2022 o Terceiro Termo Aditivo aprovado na Resolução Autorizativa nº 11.345/2022 após o acordo *Generation Scaling Factor* (GSF).

O contrato concede à Controlada Rio Parapanema o direito de produção e comercialização de energia elétrica na condição de produtor independente, mediante a obrigação de pagamento pelo Uso de Bem Público (UBP) pelo prazo de cinco anos, contado a partir da sua assinatura. O prazo original de duração da concessão era de 30 anos a partir da data de sua assinatura, podendo ser prorrogado conforme condições da legislação aplicável.

Em 30 de julho de 1998 foi assinado o Contrato de Concessão nº 183/1998, sendo que em 18 de agosto de 2000 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo e em 21 de outubro de 2022 foi firmado o Segundo Termo Aditivo, aprovado na Resolução Autorizativa nº 12.255/2022 após o acordo GSF, que regulam as concessões para geração de energia elétrica das usinas Canoas I e Canoas II, tendo como partes a Aneel e as empresas do Consórcio Canoas, formado pela Controlada Rio Parapanema Energia, como produtora independente de energia elétrica, e a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) na condição de autoprodutor. Tal contrato prevê que 53,8 MWm sejam disponibilizados à CBA. Eventuais sobras de energia não utilizadas pela CBA devem ser absorvidas, sem ônus, pela Controlada Rio Parapanema Energia. Reciprocamente, em regime normal de operação, quando a geração for inferior ao estabelecido contratualmente, a diferença será complementada, sem ônus, pela Controlada Rio Parapanema Energia. O contrato de concessão tem prazo de vigência de 35 anos a partir da data de assinatura dele, podendo ser prorrogado por até 20 anos a critério do Poder Concedente.

1.2.2. Resoluções Autorizativas

A Aneel autorizou a exploração do potencial hidrelétrico das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Retiro e Palmeiras respectivamente, através das Resoluções nº 549 de 08 de outubro de 2002 e nº 706 de 17 de dezembro de 2002, em nome da Sociedade de Energia Bandeirantes - SEBAND - Ltda. (Seband).

Por meio da Resolução nº 944 de 05 de junho de 2007, a Aneel anuiu a transferência das autorizações para implantar e explorar as PCH Retiro e PCH Palmeiras da Seband para a Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.

Em 2015, a Companhia transferiu o controle societário da Sapucaí-Mirim para a sua Controlada Rio Parapanema Energia por meio de constituição de reserva de capital.

Em 01 de dezembro de 2023 a Controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. foi incorporada pela Controlada Rio Parapanema Energia.

A tabela a seguir demonstra os contratos de concessão/resoluções autorizativas da Controlada Rio Parapanema Energia:

Entidade	Contrato de concessão Aneel/ Resolução autorizativa Aneel	Usina	Tipo	Unidade Federativa (UF)	Rio	Capaci- dade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão /autorização	Vencimento concessão/ autorização
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Parapanema	101,0	42,5	22/09/1999	19/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Parapanema	414,0	168,9	22/09/1999	31/03/2036
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Parapanema	73,8	49,7	22/09/1999	13/05/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Parapanema	643,0	328,6	22/09/1999	22/04/2036
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Parapanema	525,0	195,4	22/09/1999	21/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Parapanema	354,0	173,6	22/09/1999	17/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Parapanema	82,5	51,5	30/07/1998	01/08/2037
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Parapanema	72,0	43,4	30/07/1998	29/07/2037
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	24/11/2034
Rio Parapanema Energia S.A.	Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	11/02/2049
						2.297,8	1.069,8		

SP - São Paulo/PR - Paraná/MW - Megawatt

1.2.3. Extensões 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 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:

Entidade	Usina		Tipo	Dias de extensão	Impacto financeiro	Data fim de concessão/ autorização	Nova data fim de concessão/ autorização
Rio Parapanema Energia S.A.	Jurumirim	UHE		2	129	17/04/2032	19/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Chavantes	UHE		2	516	30/03/2032	01/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Salto Grande	UHE		2	157	11/05/2032	13/05/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Capivara	UHE		2	1.005	21/04/2032	23/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Taquaruçu	UHE		2	597	19/04/2032	21/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Rosana	UHE		2	548	15/04/2032	17/04/2032
Rio Parapanema Energia S.A.	Canoas I	UHE		3	161	29/07/2037	01/08/2037
Rio Parapanema Energia S.A.	Canoas II	UHE		3	135	26/07/2037	29/07/2037
Rio Parapanema Energia S.A.	Retiro	PCH		3	24	21/11/2034	24/11/2034
Rio Parapanema Energia S.A.	Palmeiras	PCH		6	24	05/02/2049	11/02/2049
					<u>3.296</u>		

1.2.3.1. Aquisição de títulos não pagos no MCP para extensão de concessões das UHEs Capivara e Chavantes

Em 1º de agosto de 2025, a Controlada Rio Parapanema Energia participou do Mecanismo Concorrencial para Negociação de Títulos de Valores não pagos no MCP, promovido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme previsto na Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, e na Portaria Normativa MME nº 112, de 17 de julho de 2025.

No referido leilão, foram arrematados 46.800 (quarenta e seis mil e oitocentos) títulos, totalizando R\$ 952,8 milhões. Desse montante, 30.848 títulos, no valor de R\$ 657,7 milhões, foram alocados à UHE Capivara, e 15.952 títulos, no valor de R\$ 295,1 milhões, à UHE Chavantes. O pagamento dos referidos montantes ocorreu no dia 8 de setembro de 2025. Os títulos adquiridos foram utilizados para prorrogar o prazo das concessões das respectivas usinas.

Para subsidiar a participação no leilão a Controlada Rio Parapanema Energia captou um título de dívida, na modalidade de nota comercial, conforme nota explicativa nº 15.

O respectivo impacto financeiro, reconhecido no ativo intangível em contrapartida ao caixa e prazo adicional estão apresentados no quadro a seguir:

Entidade	Usina		Tipo	Dias de extensão	Custos do mecanismo concorrencial	Títulos arrematados	Impacto financeiro	Data fim de concessão	Nova data fim de concessão
Rio Parapanema Energia S.A.	Chavantes	UHE		1.460	498	295.112	295.610	01/04/2032	31/03/2036
Rio Parapanema Energia S.A.	Capivara	UHE		1.460	964	657.708	658.672	23/04/2032	22/04/2036
					<u>1.462</u>	<u>952.820</u>	<u>954.282</u>		

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, bem como a minuta dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão dessas usinas.

Os períodos de extensão aprovados decorrem da Resolução Homologatória nº 3.439, de 1º de abril de 2025, que homologou os prazos remanescentes de extensão das UHEs que receberam compensação relacionada ao acordo do GSF, conforme previsto no art. 3º da REN nº 1.035/2022. A homologação também abrange o prazo de concessão das usinas que negociaram títulos referentes aos passivos do MCP, por meio do Mecanismo Concorrencial estabelecido pela MP nº 1.300/2025.

Em cumprimento ao processo de formalização da extensão das outorgas, foi assinado no último trimestre de 2025, o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 176/1999-Aneel, abrangendo as UHEs Jurumirim, Salto Grande, Capivara, Chavantes, Taquaruçu e Rosana, também publicado no Diário Oficial da União (DOU), na mesma data e seção (página 107, volume 163, nº 216). Esse aditivo formaliza as condições aprovadas pela Resolução Homologatória, garantindo a extensão das concessões e os ajustes regulatórios necessários. Os demais Termos Aditivos, relativos às usinas hidrelétricas Canoas I e Canoas II, permanecem pendentes de assinatura e deverão ser formalizados em breve junto à Aneel.

1.3. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.3.1. Revisão da garantia física de 2017

Em 2017 houve revisão ordinária de garantia física, com a publicação da Portaria nº 178 que definiu os novos valores de garantia física de energia das UHEs despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Assim, a partir desta data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Controlada Rio Parapanema Energia em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Controlada Rio Parapanema Energia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação desta portaria e questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Entre os anos de 2018 e 2020, a Controlada Rio Parapanema Energia obteve liminares para afastar a aplicabilidade da Portaria em relação às UHEs, no entanto as sentenças proferidas em 2019 foram desfavoráveis, das quais houve apelação.

Em 16 de dezembro de 2020, foi proferida decisão judicial em sede de apelação que confirmou e estabilizou o efeito da liminar da Controlada Rio Parapanema Energia no sentido de não se aplicar os efeitos da Portaria nº 178/2017.

Em 16 de agosto de 2022, houve o julgamento da apelação interposta pela Controlada Rio Parapanema Energia, referente a ação que tratava a legitimidade da revisão de garantia física ocorrida em 2017, a votação foi favorável à Controlada Rio Parapanema Energia em 4 votos a 1, na 6ª Turma do Tribunal Regional Federal da Primeira Região (TRF1), que deu provimento ao recurso da Controlada Rio Parapanema Energia, visto que o entendimento do colegiado é de que as UHEs já tiveram suas garantias físicas revistas em 2013 e 2015, e por isso não caberia nova revisão. Contra essa decisão cabe recurso direcionado aos Tribunais Superiores. Para o exercício-base destas demonstrações financeiras não houve andamento nesse processo.

1.3.2. Revisão da garantia física de 2022

O Decreto nº 2.655/98 estabelece revisões ordinárias de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente a cada cinco anos, ou revisões extraordinárias em caso de fatos relevantes, sendo que a revisão ordinária anterior de todo Sistema ocorreu em 2017, com vigência da garantia física publicada para o período entre 2018 e 2022. Em 2022 o Ministério de Minas e Energia (MME) conduziu a revisão ordinária das garantias físicas das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, com vigência a partir de 2023. Durante o processo, o MME abriu duas Consultas Públicas sobre o tema, para discutir, entre outros, parâmetros de entrada para o cálculo, como índices de disponibilidade das usinas.

Em 02 de dezembro de 2022 o MME publicou a Portaria nº 709 com os valores revistos de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN), com início de vigência a partir de 1º de janeiro de 2023.

A adoção do período crítico de hidrologia relativo aos anos de 1949 a 1956 no cálculo da revisão causou um efeito de redução dos montantes de garantia física de diversas usinas do SIN, dentre elas, as usinas da Controlada Rio Parapanema Energia.

Por essa razão, em 29 de dezembro de 2022 a Controlada Rio Parapanema Energia ingressou com um pedido de tutela antecipada, para que fosse reconhecida a inaplicabilidade do período crítico de 1949 a 1956 e, alternativamente, que fossem suspensos, até o julgamento do mérito, os efeitos da revisão ordinária conforme a Portaria 709/2022. O pedido de tutela antecipada em que se pleiteava a suspensão dos efeitos da Portaria foi indeferido em decisão proferida pelo juiz de primeira instância em 13 de março de 2023.

Em razão deste indeferimento, os efeitos da Portaria contemplando a revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas da Controlada Rio Parapanema Energia estão sendo integralmente aplicados neste momento, ou seja, em caso de perda dessa ação, não haverá ajustes na garantia física.

Em 27 de março de 2023, a Controlada Rio Parapanema Energia protocolou agravo de instrumento contra a decisão de indeferimento da tutela antecipada bem como o pedido principal da ação, os quais aguardam decisão judicial. Caso a Controlada Rio Parapanema Energia tenha sucesso na ação, ocorrerá o aumento da garantia física.

Para o exercício-base destas demonstrações financeiras não houve andamento nesse processo.

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 afeta a Controlada Rio Parapanema Energia, 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. Renovação de concessões:

A Lei possibilita a renovação de concessões de geração outorgadas antes de 11 de dezembro de 2023 por mais 30 anos sob o regime de Produção Independente de energia, mediante pagamento de valor estipulado pelo Poder Concedente. As usinas da Controlada Rio Parapanema Energia, outorgadas em 1999 estão sujeitas ao processo de prorrogação previsto na nova regra.

1.4.2. 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 todas as UHEs da Controlada Rio Parapanema Energia, não sendo aplicável apenas às PCHs.

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 e sua controlada realizaram a análise dos efeitos do novo modelo tributário e concluiu os ajustes sistêmicos necessários. Em dezembro de 2025, a Companhia e sua Controlada finalizaram 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 e sua Controlada já consideram as regras da reforma tributária, inclusive as disposições transitórias, na negociação e formalização de novos contratos no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), relativamente aos contratos firmados anteriormente à vigência do novo regime, aplicam-se os mecanismos de compensação previstos no artigo 21 da Emenda Constitucional nº 132/2023 e no artigo 373 da Lei Complementar nº 214/2025, não se esperando impacto negativo para a Companhia e sua Controlada, uma vez que tais contratos se sujeitam ao regime de diferimento mencionado acima.

1.5.2. Efeitos da Nova Tributação de Lucros e Dividendos

Em 26 de novembro de 2025, o Projeto de Lei nº 1.087/2025 foi sancionado, convertendo-se na Lei nº 15.270/2025, que instituiu a tributação, à alíquota de 10%, dos lucros e dividendos distribuídos a partir de 1º de janeiro de 2026, sendo a tributação aplicável tanto a beneficiários pessoa física quanto a investidores estrangeiros. Em decorrência dessa alteração legislativa, a Companhia e sua Controlada avaliaram os efeitos da nova regra à luz do planejamento financeiro e estratégico.

Nesse contexto, foram deliberados dividendos referentes a parcela dos lucros apurados até novembro de 2025, observados os limites legais aplicáveis, a disponibilidade de caixa e a estratégia de investimentos da Companhia e sua Controlada. Nos termos da legislação aplicável, o pagamento desses dividendos poderá ser realizado até 2028 conforme provisionado na nota explicativa nº 17.2.

1.5.3. 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 e sua Controlada avaliaram 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.

1.6. Incorporação do acervo contábil da CTG Trading Ltda.

Em 05 de dezembro de 2024 foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Rio Parapanema Participações (Incorporadora) a incorporação do acervo líquido contábil da CTG Trading Ltda. (Incorporada), avaliado na data-base de 31 de outubro de 2024, por meio do laudo de avaliação independente, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A presente transação, constitui no entendimento da Diretoria, o melhor caminho para se alcançar maior eficiência administrativa, operacional e tributária para o Grupo CTG, simplificando a estrutura societária no Brasil.

Como resultado da operação, a Incorporadora, sucederá a incorporada em todos os seus bens, direitos e obrigações, a título universal e para todos os fins de direito, sem qualquer solução de continuidade, com a consequente extinção da CTG Trading.

Em decorrência da sucessão da Incorporada pela Companhia, os contratos de compra e venda de energia da Incorporada foram integralmente absorvidos pela Rio Paraná Energia S.A.

A Incorporação ocorreu sem a necessidade de aumento de capital e sem atribuições de ações da Companhia.

1.6.1. Acervo líquido incorporado

Ativo

Circulante	30/11/2024
Caixa e equivalentes de caixa	33.542
Clientes	940
Tributos a recuperar	6.529
Total do ativo	41.011

Passivo

Acervo líquido contábil	30/11/2024
O acervo líquido contábil incorporado pela Companhia foi reconhecido através da baixa do investimento.	41.011

1.7. Companhia controlada:

1.7.1. Rio Parapanema Energia S.A.

A Rio Parapanema Energia S.A. (Companhia) é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), categoria A e listada na B3, concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, com sede em São Paulo, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, tem a capacidade instalada em operação de 2.297,8 MW, composta pelos seguintes parques geradores em operação no Estado de São Paulo: Usina Hidrelétrica (UHE) Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu e UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e Canoas II, PCH Retiro e PCH Palmeiras, localizadas no Rio Sapucaí, nos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra, ambas no Estado de São Paulo.

DocuSigned by

Estadão

</



CTG Brasil

Rio Paranapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

5.1.2. Composição					
Caixas e bancos Aplicações financeiras Certificado de depósito bancário (CDB)	Controladora		Consolidado		
	2025	2024	2025	2024	
	9	48	69	161	
	53.519	60.481	181.460	520.505	
	53.519	60.481	181.460	520.505	
	53.528	60.529	181.529	520.666	

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 aluguéis de terrenos nas bordas dos rios que possuem aplicações restritas em gastos ambientais.

5.2.2. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2024	Gastos Ambientais	
Aplicações	2.011	
Rendimentos	91	
Resgates	296	
	(9)	
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.389	

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 e sua Controlada, por meio de sua política de Finanças Corporativas, apenas investe seus recursos em instituições financeiras que possuem *rating* mínimo “A” ou equivalente, atribuído por uma 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 pela Companhia e sua Controlada.

5.3.1. Composição

Standard & Poor's (*)	Moody's (*)		Fitch (*)		Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
	AAA	AAA	—	—	76.944	413.364		
	AAA	—	53.297	59.503	101.478	102.495		
	—	AAA	AAA	AAA	231	1.026	5.496	6.818
			53.528	60.529	183.918	522.677		

(*) 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 e sua Controlada. 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 e sua Controlada não mantêm contas a receber como garantia de nenhum título de dívida.

6.2. Composição

Os valores referentes às contas a receber de clientes da Controlada Rio Paranapanema Energia são suportados por contratos relativos ao suprimento de energia elétrica no âmbito do ACL e do ACR, em decorrência do 31º Leilão de Energia Existente e da CCEE.

	Consolidado				Vencidos		(–)	
	A vencer	Até 90 dias	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias	PECLD	2025	2024
Contratos ACL	103.024	1.976	1.321	1.655	(2.977)	104.999	102.853	
Contratos ACR	2.237	—	—	—	—	2.237	—	
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	52.258	—	—	—	—	52.258	26.766	
	157.519	1.976	1.321	1.655	(2.977)	159.494	129.619	

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 e sua Controlada não serão capazes de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

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

As faturas emitidas pela Companhia e sua Controlada referentes aos contratos bilaterais, leilão e cotas são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Para o exercício de 31 de dezembro de 2025, houve constituição de PECLD no valor de R\$ 1.321, referente ao não cumprimento de cláusula contratual relativa à venda de energia elétrica no ACL em 2024, pela mesma razão foi registrado R\$ 1.655, totalizando R\$ 2.976.

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 e sua Controlada 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/portfólio, realiza a diversificação da carteira de clientes da Companhia e sua Controlada com o objetivo de diminuir os riscos específicos setoriais e otimizar a liquidez da carteira. Além disso, a área de risco/portfólio controla o consumo e a atualização do limite de crédito concedido pela área de crédito através da Marcação a Mercado (MTM - *Market-to-Market*) e do indicador de risco *Value at Risk* (VaR).

Especificamente para a energia comercializada nos ambientes MRE e MCP, onde a Diretoria 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 Diretoria avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia e sua Controlada 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

	Controladora		Consolidado			
	2025	2024	2025	2024		
Ativo	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo negativo/Antecipações de IRPJ e CSLL	—	—	—	—	—	819
INSS a recuperar	—	—	7	1.590	7	1.590
ISS a recuperar	—	—	1	—	—	—
IRRF sobre JSCP a recuperar	—	—	314	—	276	—
Outros	—	—	2	—	4	—
	—	—	324	1.590	287	2.409
Passivo						
	IRPJ e CSLL a recolher	4.682	4.413	23.485	—	47.133
	PIS e COFINS a recolher	10.712	3.905	19.255	—	7.927
	ICMS a recolher	—	—	7.097	—	5.053
	Impostos retidos a recolher	6	—	389	—	459
		15.400	8.318	50.226	—	60.572

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/INSS - Instituto Nacional do Seguro Social/ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços/IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte

8. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A RECEBER

8.1. Política contábil

A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é feita para a Companhia com base no Estatuto Social da sua Controlada, e é reconhecido como um ativo em suas demonstrações financeiras. À medida que os juros sobre capital próprio são deliberados, ocorre a retenção do imposto de renda na fonte à alíquota de 15%, nos termos da legislação vigente no exercício, sendo o respectivo imposto registrado em conta apropriada. A partir de 2026, conforme (notas explicativas nº 1.5.2 e 1.5.3 respectivamente) haverá alteração na retenção de impostos sobre os dividendos e JSCP.

8.2. Composição e movimentação

	Controladora					
	Movimentação do exercício		Saldo em 2025			
Saldo em 2024						
Ativo circulante	A receber	Recebidos	Ativo circulante	Ativo não circulante	Total	
(A) Dividendos						
Rio Paranapanema Energia S.A.	367.728	465.991	(367.728)	275.291	190.700	465.991
	367.728	465.991	(367.728)	275.291	190.700	465.991
(B) Juros sobre capital próprio (*)						
Rio Paranapanema Energia S.A.	86.667	98.114	(86.667)	98.114	—	98.114
	86.667	98.114	(86.667)	98.114	—	98.114
(A+B) Total de Dividendos e JSCP a receber	454.395	564.105	(454.395)	373.405	190.700	564.105

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

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

9.1. Política contábil

A Companhia e sua Controlada mantêm discussões judiciais para as quais foram necessários depósitos judiciais para suspensão de exigibilidade, entre os principais são destacados:

9.2. Movimentação

	Controladora				
	Fiscais				
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.114				
Variações monetárias	184				
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.298				
	Consolidado				
	Trabalhistas	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Total
66	22.290	5.916	46.145	74.417	
4	1.484	488	2.993	4.969	
16	—	—	—	16	
(41)	—	—	—	(41)	
(45)	(322)	(4)	—	(371)	
—	23.452	6.400	49.138	78.990	

Saldo em 31 de dezembro de 2024

Variações monetárias

Adições

(–) Baixas

Reclassificações

Saldo em 31 de dezembro de 2025

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as provisões de contingências com classificação de risco de perda provável e encargos de uso da rede elétrica relacionados a Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (TUSD-g) (vide notas explicativas nº 13.3 e nº 19.3) e todos são atualizados monetariamente.

9.3. Fiscais

9.3.1. Rio Paranapanema Participações S.A.

Processo visando à concessão da liminar/segurança para que seja reconhecido o direito do Grupo de, por força da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN), não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, COFINS, IRPJ, CSL e IOF mediante pagamentos e compensações. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 3.298.

9.3.2. Rio Paranapanema Energia S.A.

a. Débitos em disputa referente à IRRF, IRPJ e CSLL - Depósitos judiciais referentes ao Mandado de Segurança ajuizado com o objetivo de obter liminar para que seja reconhecida a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada. O valor do depósito em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 12.552;

b. Ação Anulatória - O depósito judicial foi realizado visando suspender a exigibilidade do débito PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. O entendimento é de que esses débitos devem ser cancelados, uma vez que a aquisição de energia de Itaipu seria isenta de PIS/COFINS. O valor depositado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 5.811.

9.4. Ambientais

9.4.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

Variação monetária em depósitos judiciais efetuados pela Companhia nas ações anulatórias, decorrentes de autuações com pagamento de multa, movidas contra o antigo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), hoje Instituto Água e Terra (IAT), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), e um depósito judicial efetuado em Ação de Indenização de Pescador, ambos para garantia do juízo. O valor total depositado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 6.400.

9.5. Regulatórios

9.5.1. Rio Paranapanema Energia S.A.

TUSD-g - Depósitos judiciais em conexão com a obtenção de decisão judicial suspendendo a exigibilidade da multa imposta pela Aneel pelo suposto descumprimento das obrigações de assinar os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e de pagar o passivo acumulado entre julho de 2004 e junho de 2009. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 13 para uma descrição do andamento das discussões referentes à TUSD-g.

10. INVESTIMENTOS

10.1. Política contábil

Os investimentos da Companhia foram avaliados pelo método de equivalência patrimonial, levando em conta as premissas definidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 18 - Investimento em Coligada, em Controlada e Empreendimento controlado em Conjunto. A participação da Companhia nos lucros ou prejuízos de seus investimentos foram reconhecidas na demonstração do resultado.

10.2. Movimentação

	Participação acionária	2024		Dividendos	JSCP		de pensão	Equivalência patrimonial		2025
		2025	2024		2025	2024		2025	2024	
Controlada										
Rio Paranapanema Energia S.A.	96,19%	1.533.769	(465.991)	(115.428)	(90)	241.290	1.193.550			
		1.533.769	(465.991)	(115.428)	(90)	241.290	1.193.550			
	Participação acionária	2023	Dividendos	Incorporados (Nota 1.6.1)	Baixa porados investimento	JSCP	de pensão	Dividendos de JSCP prescritos	Equivalência patrimonial (*)	2024
Controladas										
CTG Brasil Trading Brasil Ltda.	100,00%	25.856	6.566	(41.011)	(2)	—	—	8.591	—	
Rio Paranapanema Energia S.A.	96,19%	1.752.713	(535.090)	(41.011)	2	(101.961)	3.229	36	414.840	1.533.769
		1.778.569	(528.524)	(41.011)	—	(101.961)	3.229	36	423.431	1.533.769

10.3. Informações financeiras das Controladas e Coligadas

	% de participação da Companhia		Ativos totais		Passivos (Circulante e Não Circulante)	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Controlada						
Rio Paranapanema Energia S.A.	96,19%	96,19%	3.986.965	3.547.850	2.746.134	1.953.326
	% de participação da Companhia	2025	2024	Patrimônio líquido	Receitas	Resultado líquido do exercício
Controladas						
Rio Paranapanema Energia S.A.	96,19%	96,19%	1.240.831	1.594.524	1.259.476	1.204.173
CTG Brasil Trading Ltda.	0,00%	100,00%	—	—	220.967	—
					—	8.591

Conforme nota explicativa nº 1.6 a Controlada CTG Trading Ltda. foi incorporada pela Companhia.

11. IMOBILIZADO

11.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia e sua Controlada são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Com exceção dos terrenos, 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 qualificados.

Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia e sua Controlada entenderem que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão/autorização.

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.

Os terrenos não são depreciados na Companhia e sua Controlada. 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.

A Diretoria da Companhia e sua Controlada entendem, com base no suporte de seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão ou autorização e que possuem o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e as circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja nova legislação que venha a alterar as condições atuais, a Companhia e sua Controlada avaliarão os efeitos correspondentes em suas demonstrações financeiras.

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".

11.2. Composição e movimentação

11.2. Composição e movimentação	Consolidado							
	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Outros	Total
Taxa média anual de depreciação	0,0%	3,7%	2,2%	3,5%	6,4%	3,7%	8,7%	
(A) Imobilizado em curso								
Saldo em 31 de dezembro de 2024	22.909	—	316	46.273	—	285	—	69.783
Estornos/Adições	—	1.068	(104)	13.140	—	592	—	14.696
Baixas	(177)	—	—	—	—	—	—	(177)
Transferências	—	—	(138)	(16.767)	—	(303)	—	(17.208)
Contingências	(66)	—	—	—	—	—	—	(66)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	22.666	1.068	74	42.646	—	574	—	67.028
(B) Imobilizado em serviço								
Custo	224.953	3.480.902	429.683	1.193.392	10.008	1.593	4.852	5.345.383
Depreciação acumulada	—	(2.339.046)	(308.169)	(627.114)	(8.225)	(1.164)	(3.710)	(3.287.428)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	224.953	1.141.856	121.514	566.278	1.783	429	1.142	2.057.955
Adições	—	—	—	—	—	—	5.504	5.504
Baixas	—	—	—	(151)	—	(4)	—	(155)
Transferências	—	—	138	16.940	—	130	—	17.208
Depreciação	—	(130.461)	(9.453)	(42.486)	(642)	(60)	(901)	(184.003)
Custo	224.953	3.480.902	429.821	1.209.257	9.954	1.624	10.356	5.366.867
Depreciação acumulada	—	(2.469.507)	(317.622)	(668.676)	(8.813)	(1.129)	(4.611)	(3.470.358)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	224.953	1.011.395	112.199	540.581	1.141	495	5.745	1.896.509
(A+B) Imobilizado líquido	247.619	1.012.463	112.273	583.227	1.141	1.069	5.745	1.963.537



CTG Brasil

Rio Paranapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

	Consolidado								Total
	Terrenos	Reservatório, barragens e adutora	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Perda estimada pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	Outros	
Taxa média anual de depreciação	0,0%	3,8%	2,2%	3,7%	7,2%	3,3%	0,0%	16,5%	
(A) Imobilizado em curso									
Saldo em 31 de dezembro de 2023	20.477	3.924	340	41.786	—	127	—	—	66.654
Estornos/Adições	1.993	(3)	(24)	10.737	—	341	—	64	13.108
Transferências	—	(3.921)	—	(6.250)	—	(183)	—	(64)	(10.418)
Contingências	439	—	—	—	—	—	—	—	439
Saldo em 31 de dezembro de 2024	22.909	—	316	46.273	—	285	—	—	69.783
(B) Imobilizado em serviço									
Custo	224.953	3.476.981	429.683	1.187.732	10.695	1.490	(156.093)	4.797	5.180.238
Depreciação acumulada	—	(2.205.224)	(298.739)	(583.937)	(7.900)	(1.111)	—	(2.910)	(3.099.821)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	224.953	1.271.757	130.944	603.795	2.795	379	(156.093)	1.887	2.080.417
Adições	—	—	—	—	—	—	—	55	55
Baixas	—	—	—	(32)	(288)	—	156.093	—	155.773
Transferências	—	3.921	—	6.394	—	103	—	—	10.418
Depreciação	—	(133.822)	(9.430)	(43.879)	(724)	(53)	—	(800)	(188.708)
Custo	224.953	3.480.902	429.683	1.193.392	10.008	1.593	—	4.852	5.345.383
Depreciação acumulada	—	(2.339.046)	(308.169)	(627.114)	(8.225)	(1.164)	—	(3.710)	(3.287.428)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	224.953	1.141.856	121.514	566.278	1.783	429	—	1.142	2.057.955
(A+B) Imobilizado líquido	247.862	1.141.856	121.830	612.551	1.783	714	—	1.142	2.127.738

11.3. Expansão 15%
A Companhia e sua Controlada informam que a Ação de Obrigação de Fazer, movida pelo Estado de São Paulo, no exercício de 2011, referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada, tramita em segredo de justiça. Houve realização da perícia técnica e o laudo pericial foi expedido com conclusão desfavorável para a companhia. Foi apresentada, no dia 10 de dezembro de 2025, impugnação ao laudo pericial e aguarda-se novos andamentos.

11.4. Custo atribuído no ativo imobilizado
A Companhia e sua Controlada aplicaram o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 - Ativo imobilizado na Controlada Rio Paranapanema Energia. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 foi de R\$ 81.935 e R\$ 83.105, respectivamente.

11.5. Análise de impairment
Em 31 de dezembro de 2025, a Controlada Rio Paranapanema Energia efetuou a análise de impairment utilizando como metodologia o valor em uso.

Essa metodologia envolve a utilização de premissas, julgamentos e estimativas sobre os fluxos de caixa futuros e representa a melhor estimativa, tendo sido as referidas projeções aprovadas pela Diretoria em 2025, ou seja, a geração de caixa futuro projetada até o final da Concessão/autorização.

As principais premissas utilizadas na determinação do valor em uso são: receitas projetadas até o fim da Concessão/autorização da operação, em conformidade com as expectativas de preço para comercialização; e projeções do GSF e de inflação baseadas em premissas macroeconômicas de mercado. Para os custos de capex, a projeção se baseou na programação regular de manutenção das usinas e, para as despesas, na dinâmica do negócio e busca por sinergia, diante das premissas disponíveis para essa avaliação. A taxa de desconto (*weighted average cost of capital* - wacc) pré-tax foi 9,77% (9,20% em 31 de dezembro de 2024).

Para a revisão realizada em 2025, não houve valores a serem constituídos. Em 2024 foi revertido o saldo de valor não recuperável de R\$ 156.093, representado no grupo de outros resultados operacionais da demonstração de resultado do exercício, na rubrica Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos conforme quadro a seguir:

Itens revertidos	Valor
Reservatório, barragens e adutora	93.963
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.146
Máquinas e equipamentos	42.239
Móveis e utensílios	15
	156.093

12. INTANGÍVEL

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

	Controladora			Total
	Software	Direito de autorização (seband)		
Taxa média anual de amortização	4,2%	5,0%		—
(A) Intangível em curso				
Saldo em 31 de dezembro de 2024	320	—	—	320
Adições	3	—	—	3
Transferências	(323)	—	—	(323)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	—	—	—
(B) Intangível em serviço				
Custo	1.072	17.195	18.267	
Amortização acumulada	(1.072)	(10.360)	(11.432)	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	6.835	6.835	
Transferências	323	—	323	
Amortização	(59)	(860)	(919)	
Custo	1.395	17.195	18.590	
Amortização acumulada	(1.131)	(11.220)	(12.351)	
Saldo em 31 de setembro de 2025	264	5.975	6.239	
(A+B) Imobilizado líquido	264	5.975	6.239	

	Consolidado							Total
	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Servidão de passagem	Direito de autorização (seband)	Extensão de Concessões (Acordo GSF e Leilão MCP)		
Taxa média anual de amortização	2,5%	8,2%	4,5%	0,0%	5,0%	5,5%		
(A) Intangível em curso								
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	1.344	513	22	—	—	1.879	
Estornos/Adições	—	36	(513)	—	—	—	(477)	
Transferências	—	(1.380)	—	—	—	—	(1.380)	
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	—	—	22	—	—	22	
(B) Intangível em serviço								
Custo	53.494	52.578	4.235	190	17.195	859.677	987.369	
Amortização acumulada	(42.518)	(44.256)	(4.235)	—	(10.360)	(293.687)	(395.056)	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	10.976	8.322	—	190	6.835	565.990	592.313	
Baixas	—	—	32.995	—	—	957.578	990.573	
Transferências	—	1.380	—	—	—	—	1.380	
Amortização	(1.338)	(4.410)	(1.691)	—	(860)	(99.105)	(107.404)	
Custo	53.494	53.958	37.230	190	17.195	1.817.255	1.979.322	
Amortização acumulada	(43.856)	(48.666)	(5.926)	—	(11.220)	(392.792)	(502.460)	
Saldo em 31 de dezembro de 2025	9.638	5.292	31.304	190	5.975	1.424.463	1.476.862	
(A+B) Intangível líquido	9.638	5.292	31.304	212	5.975	1.424.463	1.476.884	

	Controladora			Total
	Software	Direito de autorização (seband)		
Taxa média anual de amortização	0,0%	5,0%		—
(A) Intangível em curso				
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	—	—	—
Adições	320	—	—	320
Saldo em 31 de dezembro de 2024	320	—	—	320
(B) Intangível em serviço				
Custo	1.072	17.195	18.267	
Amortização acumulada	(1.072)	(9.500)	(10.572)	
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	7.695	7.695	
Amortização	—	(860)	(860)	
Custo	1.072	17.195	18.267	
Amortização acumulada	(1.072)	(10.360)	(11.432)	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	6.835	6.835	
(A+B) Intangível líquido	320	6.835	7.155	

	Consolidado					Total
	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Servidão de passagem	Direito de autorização (seband)	
Taxa média anual de amortização	2,7%	7,0%	0,0%	0,0%	5,0%	8,5%
(A) Intangível em curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	1.028	435	22	—	1.485
Adições	—	320	78	—	—	398
Transferências	—	(4)	—	—	—	(4)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	1.344	513	22	—	1.879

	Consolidado					Total
	Uso do bem público (UBP)	Software	Licença ambiental	Servidão de passagem	Direito de autorização (seband)	
(B) Intangível em serviço						
Custo	53.494	52.574	4.235	190	17.195	859.676
Amortização acumulada	(41.099)	(40.590)	(4.235)	—	(9.500)	(220.363)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	12.395	11.984	—	190	7.695	639.313
Transferências	—	4	—	—	—	4
Amortização	(1.419)	(3.666)	—	—	(860)	(73.324)
Custo	53.494	52.578	4.235	190	17.195	859.677
Amortização acumulada	(42.518)	(44.256)	(4.235)	—	(10.360)	(293.687)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	10.976	8.322	—	190	6.835	592.313
(A+B) Intangível líquido	10.976	9.666	513	212	6.835	565.990

12.3. Itens que compõem o intangível
12.3.1. *Uso do bem público (UBP)*
Referem-se aos valores estabelecidos no Contrato de Concessão nº 76/1999 da Controlada Rio Paranapanema, como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico, calculado até o final do contrato de concessão.

12.3.2. *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 o 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 e sua Controlada Rio Paranapanema, são reconhecidos como ativos intangíveis.

12.3.3. *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 Controlada Rio Paranapanema, 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.

12.3.4. *Servidão de passagem*
Servidão de passagem é o direito que a Controlada Rio Paranapanema possui de passar sobre a propriedade alheia mediante uma contraprestação financeira, que é registrada no ativo fixo.

12.3.5. *Direito de autorização (Seband)*
Refere-se a mais-valia pela aquisição por parte da Companhia junto a Sociedade de Energia Bandeirantes - SEBAND - Ltda. (Seband) dos bens e direitos relativos à exploração do aproveitamento hidrelétrico das PCHs Retiro e Palmeiras que fazem parte da Rio Paranapanema Energia S.A.

12.3.6. *Extensão de Concessões (Acordo GSF - Generation Scaling Factor e Leilão do MCP)*
As Extensões de Concessões refere-se à recuperação dos custos de compra de energia por meio da prorrogação dos prazos das concessões, abrangendo o acordo do GSF e a participação da Controlada Paranapanema no Leilão do MCP. O acordo do GSF tem por objetivo compensar as usinas hidrelétricas integrantes do MRE pelos custos adicionais incorridos no período de 2012 a 2020, decorrentes de riscos não hidrológicos associados a empreendimentos estruturantes, restrições de transmissão, geração fora da ordem de mérito e importação de energia, mediante a extensão das outorgas, limitada a até 7 anos, conforme os parâmetros estabelecidos pela Aneel. O valor da adição referente ao acordo do GSF, conforme descrito na nota explicativa nº 1.2.3.1, foi de R\$ 3.296. O Leilão do MCP refere-se à aquisição, junto à CCEE, de títulos de valores não pagos, utilizados para a prorrogação das concessões das usinas da Controlada. O valor da adição referente ao leilão foi de R\$ 954.282, sendo R\$ 952.820 relativos à aquisição dos títulos não pagos no Leilão do MCP, conforme descrito na nota explicativa nº 1.2.3.2, e R\$ 1.462 referentes aos custos do mecanismo.

13. FORNECEDORES

13.1. 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, 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.

	Controladora	
	2025	2024
Circulante	567	507
	567	507

	Consolidado			Total
	2025	2024		
Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante
Suprimento de energia elétrica	460.465	—	460.465	—
Materiais e serviços contratados	17.205	—	17.205	—
Encargos de uso da rede elétrica	15.091	72.478	87.569	15.305
Tust	14.812	—	14.812	15.027
Tusd-g	279	72.478	72.757	278
	492.761	72.478	565.239	442.153

Tust - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Tusd-g - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geração. Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 457.076 (R\$ 409.518 em dezembro de 2024) na Controlada Rio Paranapanema Energia referente a liminar de garantia física, obtidas pela Controlada. O aumento no saldo ao longo de 2025 se explica basicamente pela atualização do índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), índice que atualiza este saldo.

13.3. Encargos de uso da rede elétrica
A Aneel regula as tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas devidas pela Companhia e sua Controlada são:

- i. Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão (Tust);
- ii. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (Tusd-g);
- iii. Encargos de Conexão (vide nota explicativa nº 2.3.3).

A Controlada Rio Paranapanema Energia atualmente discute judicialmente, via Ação Ordinária, a revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd-g, referente ao período de julho de 2004 e junho de 2009, pelo entendimento de que as Demais Instalações de Transmissão (DITs) e os Transformadores de Fronteira integram o sistema de transmissão e que a tarifa por remunerar estes ativos do sistema de transmissão deve ser calculada com base na diretriz do sinal locacional.

Em junho de 2009, a Controlada requereu nos autos da Ação Ordinária o depósito judicial dos valores da Tusd-g e a determinação judicial para que os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) com as distribuidoras fossem considerados assinados. Em junho de 2009, o pedido de depósito judicial foi indeferido, mas o juiz reconheceu os Cusd como assinados.

A Controlada recorreu da decisão que indeferiu o pedido de depósito e, em agosto de 2009, o Tribunal autorizou o depósito judicial dos montantes relativos à diferença entre as tarifas calculadas em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 349/2009 e a Resolução nº 497/2007.

Em dezembro de 2014, foi proferida sentença em primeira instância que julgou procedentes os pedidos da controlada Rio Paranapanema Energia na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. A Companhia efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 168.728 (R\$ 147.587 em 31 de dezembro de 2024). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 72.478 (R\$ 56.729 em 31 de dezembro de 2024).

14. ENCARGOS SETORIAIS

14.1. 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.

	2025			2024		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
CFURH	8.796	—	8.796	7.349	—	7.349
PDI	5.770	20.579	26.349	4.579	14.588	19.167
TFSEE	798	—	798	763	—	763
	15.364	20.579	35.943	12.691	14.588	27.279

14.2.1. *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.

14.2.2. *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 (ROL) em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel. Para fins de cálculo, a Controlada Rio Paranapanema Energia utiliza como referência o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE). Este manual foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e revisado em 2022 por meio do Despacho número 2.904/2021, datado de 17 de setembro de 2021, e pelo Despacho nº 1.690 de 28 de junho de 2022.

A Companhia e sua Controlada utilizam os Procedimentos do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PROPDI) e o Plano Estratégico Quinquenal de Inovação (PEQul) 2024-2028 do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação para controle dos projetos de PDI.

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



CTG Brasil

Rio Parapananema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

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.

15. EMPRÉSTIMOS
15.1. Política contábil
Os empréstimos, 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 eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.
15.2. Composição

						Consolidado		
						2025		
						Circulante		
						Juros, variação monetária e (custos de transação)		
Entidade	Emissão	Notas Comerciais	Série	Remuneração	Vencimento final	Principal		Total
Rio Parapananema Energia S.A.			1ª	Única DI + 0,40% ao ano	12/02/2026	400.000	22.916	422.916
Rio Parapananema Energia S.A.			2ª	1 DI + 0,50% ao ano	17/06/2026	250.000	1.288	251.288
						650.000	24.204	674.204

15.2.1. 1ª emissão Nota Comercial série única
Em 12 de agosto de 2025 a Controlada Rio Parapananema Energia captou R\$ 400.000 (quatrocentos milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 1ª emissão de Notas Comerciais série única, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").
A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 13 de agosto de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 400.000 (quatrocentos mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses.
A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Controlada Rio Parapananema Energia, realizada em 4 de agosto de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados ao pagamento dos valores referentes à aquisição de títulos não pagos no MCP, utilizados para subsidiar a prorrogação das concessões das UHEs Capivara e Chavantes, conforme nota explicativa nº 1.2.3.2.

15.2.2. 2ª emissão Nota Comercial série 1
Em 17 de dezembro de 2025 a Companhia captou R\$ 250.000 (duzentos e cinquenta milhões de reais) no mercado na forma de dívida, por meio da 2ª emissão de Notas Comerciais série 1, não conversíveis em ações, emitidas sob a forma privada, sem qualquer esforço público de venda e/ou distribuição perante investidores e o mercado em geral por instituição integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, não estando, portanto, sujeita ao registro na CVM e na Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("ANBIMA").
A liberação efetiva do recurso oriundo da série única ocorreu no dia 18 de dezembro de 2025 e não houve incidência de juros e variação monetária incorridos entre a data da emissão e a liberação efetiva do recurso. A emissão foi realizada em série única composta de 250.000 (duzentos e cinquenta mil) Notas Comerciais no valor nominal de R\$ 1.000 (mil reais) cada, com prazo de vencimento em seis meses.

A oferta foi emitida com base na deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Controlada Rio Parapananema Energia, realizada em 11 de dezembro de 2025, e os recursos líquidos obtidos com a emissão foram destinados para a gestão de passivos e reforço de capital de giro.
15.3. Movimentação

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Data da emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Número de parcelas	Destinação de recursos	Consolidado		
										Rio Parapananema Energia S.A.		
										1ª Emissão		
										Série única		
Saldo em 31 de dezembro de 2024												
Movimentação												
Captação de dívida							400.000			250.000	650.000	
Custos de transação							(233)			—	(233)	
Amortização de custos de transação							167			—	167	
Apropriação de juros							22.982			1.288	24.270	
Saldo em 31 de dezembro de 2025							422.916			251.288	674.204	

15.4. Característica dos contratos de empréstimo

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Data da emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Número de parcelas	Destinação de recursos	Consolidado		
										Rio Parapananema Energia S.A.		
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	1ª	Única	DI + 0,40% ao ano	12/08/2025	12/02/2026	400.000	1	1	—	—	—
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	2ª	1	DI + 0,50% ao ano	17/12/2025	17/06/2026	250.000	1	1	—	—	—

15.5. Garantias contratuais
Não há garantias expressas em contrato
15.6. Cláusulas restritivas ("Covenants")
15.6.1. Covenants financeiros
As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Privada de Notas Comerciais Não Conversíveis em Ações da Segunda emissão, a serem apurados trimestralmente com base nas Demonstrações Financeiras:
i. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou menor a 3,25;
ii. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Controlada Rio Parapananema Energia atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme a seguir:

Índice financeiro	Limites	2025
Ebitda/Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	9,26
Dívida líquida/Ebitda	Igual ou menor a 3,25	1,77

15.6.2. Covenants não financeiros
Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Primeira e Segunda emissão, os quais vêm sendo atendidas pela Controlada Rio Parapananema Energia, dos quais destacamos os mais relevantes:
i. 2ª Emissão - Inadimplemento do(a) Emitente de quaisquer dívidas bancárias, originadas no mercado local, ou contraídas no âmbito do mercado de capitais, em valor individual ou agregado superior a R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), atualizado anualmente, a partir da data de emissão, pela variação positiva do IPCA, ou seu contravalor em outras moedas calculado com base na taxa de câmbio PTAX divulgada pelo Banco Central do Brasil, que não sejam sanadas no prazo de cura estipulado para as respectivas obrigações, quando aplicável;
ii. 2ª Emissão - Se for verificado que uma Mudança de Controle está sendo negociada em relação à Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente, o que se verificará, inclusive, mas sem limitação, através de (i) declarações públicas emitidas nos mercados de capitais

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Registro CVM da Emissão	Data de emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Agente fiduciário	Periodicidade de pagamento dos juros	Número de parcelas	Destinação de recursos
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2029	300.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2031	320.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro

16.6. Garantias contratuais
Não há garantias expressas em contrato
16.7. Cláusulas restritivas ("Covenants")
16.7.1. Covenants financeiros
As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Décima emissão, a serem apurados com base nas Demonstrações Financeiras da Controlada Rio Parapananema Energia:
i. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
ii. Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
iii. Redução de capital da Controlada Rio Parapananema Energia poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,9, do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Controlada Rio Parapananema Energia, na 10ª emissão.
Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Controlada Rio Parapananema Energia atendeu os referidos índices financeiros, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme a seguir:

Índice financeiro	Limites	2025	2024
Ebitda/Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	9,26	19,11
Dívida líquida/Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	1,77	0,36
Dívida total/(Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,61	0,48

16.7.2. Covenants não financeiros
Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Décima emissão, os quais vêm sendo atendidas pela Controlada Rio Parapananema Energia, dos quais destacamos os mais relevantes:
i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor igual ou superior a R\$ 90 milhões para a 10ª emissão;
ii. 10ª debêntures - Transferência de controle acionário direto ou indireto da Controlada Rio Parapananema Energia, desde que, após tal transferência as classificações de risco pela Moody's ou Standard & Poor's ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário, a classificação de risco da Controlada Rio Parapananema Energia em dois níveis em relação a classificação de risco vigente na data da emissão;
iii. Cisão, fusão, incorporação (no qual a Controlada Rio Parapananema Energia seja cindida ou incorporada), exceto previamente autorizado por debenturistas obedecendo as cláusulas estabelecidas na escritura das debêntures;
iv. Termo antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo ao serviço público de energia elétrica.
As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das debêntures, disponíveis publicamente.

17. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

17.1. Política contábil
A distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio é feita para os acionistas da Companhia com base no seu Estatuto Social,

loais, nos termos da Resolução CVM Nº 44 (comunicações ao mercado e fatos relevantes), (ii) anúncio de oferta pública de ações do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente no mercado de capitais local, (iii) pedido de autorização para realização de operações de M&A para qualquer credor ou para o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) envolvendo o(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente e (iv) coletivas de imprensa, declarações ou artigos, indicando a intenção ou interesse em uma Mudança de Controle por parte do(a) Emitente e/ou Afiliadas do(a) Emitente;
iii. 2ª Emissão - Caso seja cassado, sem decisão suspensiva válida, qualquer documento, licença, autorização ou outorga ambiental necessário ao regular desempenho das atividades do(a) Emitente;
iv. 1ª Emissão - mora ou inadimplemento pela Emitente de qualquer obrigação pecuniária, principal ou acessória, relativa às Notas Comerciais e/ou de qualquer obrigação pecuniária de qualquer outra dívida financeira de responsabilidade da Emitente, sem que tal descumprimento seja sanado pela Emitente em até 1 (um) Dia Útil contados do respectivo inadimplemento;
v. 1ª Emissão - cessão, venda, alienação e/ou qualquer forma de transferência de ativos da Emitente, de modo que afete a capacidade econômica da Emitente de cumprir as obrigações previstas neste Termo de Emissão;
vi. 1ª Emissão - desapropriação, confisco ou qualquer outro ato de qualquer entidade ou autoridade governamental de qualquer jurisdição que resulte na efetiva perda, pela Emitente, da propriedade e/ou da posse direta ou indireta da totalidade ou de parte substancial de seus ativos imobilizados;
vii. 1ª Emissão - não obtenção ou renovação, cancelamento, revogação, intervenção, suspensão ou extinção das autorizações, concessões, subvenções, alvarás ou licenças (incluindo ambientais) necessárias para o regular exercício das atividades, negócios e operações da Emitente;
As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das Notas Comerciais.

16. DEBÊNTURES

16.1. Política contábil
As debêntures 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 da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o exercício em que eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.
As taxas pagas no estabelecimento das debêntures são reconhecidas como custos da transação das debêntures, uma vez que seja provável que uma parte ou o total seja sacado. Nesse caso, a taxa é diferida até que o saque ocorra. Quando não houver evidências da probabilidade de saque de parte ou da totalidade, a taxa é capitalizada como um pagamento antecipado de serviços de liquidez e amortizada durante o exercício ao qual se relaciona.
As debêntures são classificadas como passivo circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

16.2. Composição

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
					2025		
					Circulante		
					Juros e (custos de transação)		
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	20.283	300.000	(191)
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	21.724	320.000	(284)
					42.007	620.000	(475)
					619.525		

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
					2024		
					Circulante		
					Juros, variação monetária e (custos de transação)		
Rio Parapananema Energia S.A.	8ª	2	DI + 0,60% ao ano	15/03/2025	80.000	39.344	119.344
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	22/07/2029	—	14.420	14.420
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	22/07/2031	—	15.460	15.460
					80.000	69.224	149.224
						620.000	(616)
						619.384	

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
					2028		
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 1			149.839	149.970	—
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 2			—	—	319.716
					149.839	149.970	319.716

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
					2028		
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 1			149.839	149.970	—
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 2			—	—	319.716
					149.839	149.970	319.716

16.4. Movimentação

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
					2028		
					2029		
					A partir de 2030		
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 1			149.839	149.970	—
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 2			—	—	319.716
					149.839	149.970	319.716

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Vencimento final	Consolidado		
					2028		
					2029		
					A partir de 2030		
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 1			149.839	149.970	—
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	série 2			—	—	319.716
					149.839	149.970	319.716

16.5. Características dos contratos de debêntures

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Registro CVM da Emissão	Data de emissão	Data de vencimento	Quantidade emitida	Valor nominal	Agente fiduciário	Periodicidade de pagamento dos juros	Número de parcelas	Destinação de recursos
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	1	DI + 0,60% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2029	300.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro
Rio Parapananema Energia S.A.	10ª	2	DI + 0,70% ao ano	Resolução CVM nº 160/22	22/07/2024	22/07/2031	320.000	1	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Semestral	2	Gestão de passivos e reforço de capital de giro

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. A partir de 2026, conforme (notas explicativas nº 1.5.2 e 1.5.3 respectivamente) haverá alteração na retenção de impostos sobre os dividendos e JSCP.

Entidade	Emissão	Série	Remuneração	Registro CVM da Emissão	Data de emissão
----------	---------	-------	-------------	-------------------------	-----------------



CTG Brasil

Rio Paranapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

18. PARTES RELACIONADAS

18.1. 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 da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o exercício em que eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.
A Companhia é Controlada pela China Three Gorges Brasil Energia S.A. (constituída no Brasil), que detém 66,67% das ações da Companhia. O controlador em última instância é a China Three Gorges Corporation, empresa de energia estatal chinesa. Para todas as transações, as premissas contratuais são as definidas entre as partes.
18.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração
Os pagamentos referentes ao pessoal-chave se dão através da Controlada Rio Paranapanema Energia.
18.2.1. Limite de remuneração aprovada em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE) - Rio Paranapanema Energia
Em 30 de abril de 2025, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE), foi aprovado o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 9.700 para 2025, como segue:

	2025	2024
Conselho de Administração	700	1.400
Diretores	7.500	3.500
Conselho Fiscal	1.500	1.500
	9.700	6.400

18.2.2. Remuneração paga

	2025	2024
Benefícios de curto prazo para administradores	4.863	3.729
Benefícios pós-emprego	181	182
Conselho Fiscal	1.178	1.247
	6.222	5.158

18.3. Transações locais

A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas com a sua Controlada Rio Paranapanema Energia S.A., no qual a Companhia compartilha atividades administrativas, registrando em seu passivo os valores a pagar pelo compartilhamento.
A Controlada Rio Paranapanema Energia possui contrato de compartilhamento de despesas com CTG Brasil, Controladora da Companhia e contrato de compartilhamento de serviços técnicos com a Rio Paraná Energia S.A., Rio Verde Energia S.A. e Rio Canoas Energia S.A. O referido contrato foi renovado por mais 05 anos em 2024 conforme Despacho Aneel 3.710, de 5 de dezembro de 2024.

18.3.1. Saldos

	Consolidado	
	2025	2024
	Ativo Circulante	Passivo Circulante
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	—	2.216
Rio Canoas Energia S.A.	62	10
Rio Verde Energia S.A.	—	4
Rio Paraná Energia S.A.	790	621
	852	2.851

18.3.2. Resultado

	Controladora		Consolidado		
	2025	2024	2025	2024	
	Compartilhamento de infraestrutura	Compartilhamento de infraestrutura	Compartilhamento de infraestrutura	Compra de energia	Compartilhamento de infraestrutura
China Three Gorges	—	—	(21.011)	—	(16.387)
Brasil Energia S.A.	—	—	767	—	694
Rio Canoas Energia S.A.	—	—	376	—	391
Rio Verde Energia S.A.	—	—	3.419	17	2.564
Rio Paraná Energia S.A.	—	—	—	—	—
Rio Paranapanema Participações S.A.	(990)	(2.282)	—	—	—
	(990)	(2.282)	(16.449)	17	(12.738)

19. PROVISÕES

19.1. Composição dos saldos

	Consolidado	
	2025	2024
Circulante		
Provisões	—	—
Provisões para licenças ambientais	9.880	—
	9.880	—
Não circulante		
Provisões	—	—
Provisões para licenças ambientais	18.431	—
Provisões para riscos	106.818	87.180
	125.249	87.180
	135.129	87.180

Total
19.2. Provisões para licenças ambientais - Rio Paranapanema Energia

19.2.1. Política contábil

As provisões para licenças ambientais referem-se às obrigações legais e regulatórias relacionadas à obtenção e à manutenção de licenças ambientais necessárias para a operação das atividades da Controlada Rio Paranapanema. Essas obrigações decorrem de exigências impostas por órgãos ambientais e são estimadas com base nos custos esperados para a regularização e a renovação das licenças.
Com base no CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Controlada reconhece o saldo dessa provisão pela melhor estimativa dos desembolsos futuros, trazida a valor presente e registrada em contrapartida do ativo intangível, sendo atualizada monetariamente com base no IPCA. Os custos são amortizados pelo prazo da licença de operação. Trimestralmente, as provisões são revisadas, ou sempre que houver mudanças relevantes nas estimativas de custos.

19.2.2. Composição e movimentação

	Consolidado		
	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—
Constituição de provisão	55.730	(22.735)	32.995
Realização de provisão	(5.635)	—	(5.635)
Ajuste a valor presente	—	951	951
Saldo em 31 de dezembro de 2025	50.095	(21.784)	28.311
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—
Circulante	13.674	(3.794)	9.880
Não circulante	36.421	(17.990)	18.431
Saldo em 31 de dezembro de 2025	50.095	(21.784)	28.311

19.3. Provisões para riscos e contingências

19.3.1. Política contábil

As provisões para as perdas decorrentes dos riscos classificados como prováveis são reconhecidas contabilmente, desde que:
i. haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;
ii. é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e
iii. 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/CPC 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 reflete 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 Diretoria 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 trabalhistas, fiscais, ambientais, regulatórias e cíveis, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.
Demais depósitos não relacionados às provisões constituídas, são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 9).

19.3.2. Provisões para riscos

19.3.2.1. Composição e movimentação

	Consolidado					
	Cíveis					
	Trabalhistas	Fiscais	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	Ambientais	Regulatórias
(A) Provisão para riscos						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	7.976	3.206	493	2.647	22.434	51.341
Provisões/(reversões)	(3.597)	23.773	—	(113)	(1.300)	—
(Reversões) (*)	—	—	(54)	—	—	—
Variações monetárias	853	177	—	128	1.286	470
Variações monetárias (*)	—	—	3	—	—	—
Acordos/pagamentos	(442)	—	—	—	(1.069)	—
	(3.186)	23.950	(51)	15	(1.083)	470
Saldo em 31 de dezembro de 2025	4.790	27.156	442	2.662	21.351	51.811
(B) Depósitos judiciais						
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(533)	(37)	—	(291)	(56)	—
Variações monetárias	(31)	(3)	—	(9)	(51)	—
(Adições)	(194)	—	—	—	(2.011)	—
(Adições) (*)	—	—	(15)	—	—	—
Baixas	476	—	—	306	1.129	—
Reclassificações (i)	(74)	—	—	—	—	—
	177	(3)	(15)	297	(933)	(477)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(356)	(40)	(15)	6	(989)	—
(A+B) Provisões líquidas						
Não circulante	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341
Saldo em 31 de dezembro de 2024	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341
Não circulante	4.434	27.116	427	2.668	20.362	51.811
Saldo em 31 de dezembro de 2025	4.434	27.116	427	2.668	20.362	51.811

	Consolidado					
	Cíveis					
	Trabalhistas	Fiscais	Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias	Ambientais	Regulatórias
(A) Provisão para riscos						
Saldo em 31 de dezembro de 2023	10.209	17.925	54	2.421	21.051	48.622
Provisões/(reversões)	(1.757)	(14.870)	—	112	853	—
Provisões/(reversões) (*)	—	—	422	—	—	—
Variações monetárias	972	151	—	118	1.225	2.719
Variações monetárias (*)	—	—	17	—	—	—
Reclassificações (i)	—	—	—	(4)	—	—
Acordos/pagamentos	(1.448)	—	—	—	(695)	—
	(2.233)	(14.719)	439	226	1.383	2.719
Saldo em 31 de dezembro de 2024	7.976	3.206	493	2.647	22.434	51.341
(B) Depósitos judiciais						
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(2.026)	(35)	—	(279)	(737)	—
Variações monetárias	(130)	(2)	—	(13)	(14)	—
(Adições)	—	(329)	—	1	—	—
Baixas	1.623	329	—	—	695	—
	1.493	(2)	—	(12)	681	—
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(533)	(37)	—	(291)	(56)	—
(A+B) Provisões líquidas						
Não circulante	8.183	17.890	54	2.142	20.314	48.622
Saldo em 31 de dezembro de 2023	8.183	17.890	54	2.142	20.314	48.622
Não circulante	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341
Saldo em 31 de dezembro de 2024	7.443	3.169	493	2.356	22.378	51.341

(*) Efeitos contabilizados em contrapartida do imobilizado em razão da discussão ser a respeito de terrenos, que são controlados no grupo de imobilizado.
(i) Reclassificações ocorridas entra depósitos judiciais vinculados e não vinculados a provisões.
A respeito das discussões judiciais em andamento, vale destacar:

19.3.2.2. Trabalhistas - Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais provisões relativas aos riscos trabalhistas com expectativas de perda provável são referentes às ações movidas por ex-empregados, sindicatos e terceirizados, envolvendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação salarial, entre outros pedidos. As reversões referem-se a andamentos e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de decisões favoráveis no exercício. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais, o que acarretou a redução das provisões.

19.3.2.3. Fiscais - Rio Paranapanema Energia S.A.

As provisões relativas aos riscos fiscais para 31 de dezembro de 2025 são de R\$ 26.941 decorrem de processos judiciais e administrativos, sendo os principais:

- Ação Anulatória ajuizada pela Controlada visando cancelamento de débitos de PIS, COFINS e CSLL referente aos anos calendário de 2004 a 2007. A discussão se dá em razão da isenção na aquisição de energia elétrica de Itaipu, a qual a Receita Federal não entende cabível. O valor total da discussão em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 5.811, sendo que o valor provável é de R\$ 651.
- Mandado de Segurança para a incidência da CIDE, imposta pela Lei nº 10.168/02, e posteriores alterações, sobre os pagamentos efetuados ao exterior em razão de contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira. O valor total em discussão em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 998.
- Devido a desfecho desfavoráveis em processo semelhante em que se discute saldo negativo de CSLL, adquiridos na época da Cisão da CESP e devido à expectativa de desembolso futuro, a Diretoria deliberou pela constituição da provisão de R\$ 23.772.

Além das destacadas, a Controlada ainda tem outras ações de valores menos relevantes.

19.3.2.4. Ambientais - Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- Ação Civil Pública movida pelo Município de Santo Inácio contra a Controlada em que se discute a compensação de impactos ambientais. As partes estão em discussão para formalização de um TAC que colocará firm na Ação Civil Pública no montante atualizado para 31 de dezembro de 2025 de R\$ 17.415 (R\$ 16.545 em 31 de dezembro de 2024);
- Ação Anulatória ajuizada para declarar nulo o Autos de Infração nº 246.946-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é R\$ 256;
- Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 3.677 com uma redução de aproximadamente R\$ 695 por conta de acordos realizados nos processos.

19.3.2.5. Regulatórias - Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 2002, AES Sul distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a aplicação retroativa da Resolução 288 da Aneel. A Controlada pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora.
Devido ao andamento no processo durante o ano de 2023 e com base na expectativa de futuro desembolso da Controlada, a Diretoria deliberou pela constituição de provisão cujo montante atualizado para 31 de dezembro de 2025 é R\$ 51,8 milhões.

19.3.3. Contingências possíveis

19.3.3.1. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Trabalhistas	—	—	7.156	10.076
Fiscais	47.873	44.264	176.250	185.881
Cíveis	—	—	5.384	3.863
Ambientais	—	—	28.335	26.643
Regulatórias	—	—	79.028	74.407
	47.873	44.264	296.153	300.870

19.3.3.2. Trabalhistas - Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências trabalhistas classificadas como de perda possível totalizavam R\$ 7.156 (R\$ 10.076 em 31 de dezembro de 2024). A redução de R\$ 3,1 milhões decorre, principalmente, da baixa de ações trabalhistas envolvendo prestadores de serviços terceirizados, nas quais a Controlada foi excluída do polo passivo em razão de decisões judiciais favoráveis, bem como do encerramento definitivo de ação de valor relevante ajuizada por ex-empregado próprio, cujo desfecho foi integralmente favorável à Controlada.

Os incrementos observados no período referem-se, majoritariamente, a novas demandas propostas por ex-empregados, entidades sindicais e terceiros, relacionadas ao pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicional de periculosidade, equiparação salarial, entre outros pleitos. Atualmente, as principais contingências concentram-se em ações movidas por empregados próprios, envolvendo, sobretudo, pedidos de horas extras, intervalo intrajornada e indenização por danos morais, além da atualização monetária dos valores das causas.

19.3.3.3. Fiscais

19.3.3.3.1. Rio Paranapanema Participações S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:
i. Trata-se de auto de infração para imposição de multa regulamentar por apresentação de ECF referente ao ano-calendário 2017 com informações inexas, incorretas ou omitida. Valor envolvido no possível de R\$ 36.861;
ii. Processo administrativo originado de pedido de compensação de saldo IRPJ referente ao ano-calendário de 2000. Valor classificado como possível de R\$ 7.714;
iii. Visa à concessão da liminar/segurança para que seja reconhecido o direito das impetrantes de, por força da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN, não se sujeitarem à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, COFINS, IRPJ, CSL e IOF mediante pagamentos e compensações. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2025, totalizam R\$ 3.298.

19.3.3.3.2. Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:
i. Mandado de Segurança, que visa a concessão de liminar para ser reconhecido o direito da Companhia de não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 12.552;
ii. Processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 47.893 (R\$ 39.613 em 31 de dezembro de 2024), o aumento do valor decorrer decorre de atualização monetária dos casos;
iii. Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL, IRPJ e Lucro Inflacionários referentes aos anos calendário de 2005 a 2010 respectivamente. Nos casos foram apresentados Recursos Voluntários que estão pendentes de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2025, totalizam R\$ 21.216 (R\$ 47.818 em 31 de dezembro de 2024);
iv. Ação anulatória que discute o saldo negativo de CSLL do ano calendário que foi adquirido pela Controlada na cisão parcial da CESP. Decisão de primeira instância desfavorável. O valor classificado como possível é de R\$ 42.698 em 31 de dezembro de 2025. As demais variações fiscais decorrem de variações monetárias.

19.3.3.4. Cíveis - Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025, as contingências cíveis classificadas como de perda possível totalizavam R\$ 5.384 (R\$ 3.863 em 31 de dezembro de 2024). O aumento decorre de uma nova ação judicial indenizatória ajuizada por um prestador de serviços no âmbito de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.

19.3.3.5. Ambientais - Rio Paranapanema Energia S.A.

Em 31 de dezembro de 2025 as principais contingências ambientais com expectativa de perda possível são:
i. Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAT), pelo IBAMA e pela CETESB, relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Salto Grande, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu, Capivara e PCH Retiro, além de Ações Ambientais. A Controlada apresentou recursos administrativos e ajuizou ações visando declarar a nulidade das multas. Os valores em 31 de dezembro de 2025 totalizam a quantia de R\$ 16.772 (R\$ 15.549 em 31 de dezembro de 2024);
ii. Ações Cíveis Públicas movidas pelo Ministério Público Estadual de Andará em face da Controlada relativas à ocupação irregular em área de APP (localizadas nos reservatórios das UHE's Canoas I e II), regularização de área de loteamentos e recuperação ambiental. Os valores em 31 de dezembro de 2025 totalizam a quantia de R\$ 11.505 (R\$ 11.094 em 31 de dezembro de 2024).
Regulatórias - Rio Paranapanema Energia S.A.
Em 31 de dezembro de 2025, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 79.028, sendo que as principais contingências são referentes a:
i. Recusa da Controlada em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota explicativa nº 11.3 (Encargos de Uso da Rede Elétrica), a Aneel autou a Rio Paranapanema por meio do Auto de Infração nº 014/2009-SFG por supostamente não ter a Controlada (I) firmado os CUSD com as concessionárias de distribuição; e (ii) não ter quitado o passivo da TUSD-g acumulado de julho de 2004 a junho de 2009. Por conta disso, a Controlada ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa imposta, tendo sido a liminar deferida em junho de 2009. Em junho de 2013, a sentença denegou o pedido de liminar feito pela Rio Paranapanema no Mandado de Segurança impetrado, mantendo-se a multa imposta pela Aneel. Em outubro de 2013 a Controlada requereu no processo a suspensão da exigibilidade da multa até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança, mediante o depósito do valor integral e atualizado da multa objeto da ação. Em dezembro de 2013, a Controlada interpsôs recurso de apelação, o qual ainda está pendente de julgamento. A classificação é de perda possível, e o valor é de R\$ 49.137 (R\$ 46.146 em 31 de dezembro de 2024);



CTG Brasil

Rio Parapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E DE 2024

★ continuação

despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)/Aneel nº 2.517/2010 e 1.175/2012, respectivamente. A Controlada pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 29.890 (R\$ 28.261 em 31 de dezembro de 2024).

20. PLANOS DE PENSÃO E APOSENTADORIA

20.1. Benefícios a empregados

20.1.1. Política contábil

A Controlada Rio Parapanema Energia patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método do crédito unitário projetado e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 110/2022 (CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados).

Com relação aos planos de pensão de benefício definido, a Controlada Rio Parapanema Energia reconhece passivo no balanço patrimonial se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de descontos condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão. Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

A Controlada Rio Parapanema Energia reconheceu um passivo atuarial no seu balanço patrimonial com contrapartida em resultados abrangentes, em virtude de perdas apuradas no cálculo atuarial resultante da queda da taxa de desconto utilizada no cálculo dos ativos e passivos do plano de aposentadoria, sem efeito em resultado.

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado mensalente. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Controlada Rio Parapanema Energia.

20.2. Contribuição definida

20.2.1. Política contábil

No plano de contribuição definida, a Controlada Rio Parapanema Energia faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privada conforme opção do colaborador para esse benefício. A Controlada Rio Parapanema Energia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo montante foi de R\$ 866 (R\$ 1.609 em 31 de dezembro de 2024).

20.3. Benefício definido

20.3.1. Política contábil

A Controlada Rio Parapanema Energia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados. A Vivest (antiga Fundação CESP) é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios supracitados.

O Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - PSAP da Controlada Rio Parapanema Energia é estruturado na modalidade de Benefício definido, criado em 1º de setembro de 1999 e encontra-se aberto a novas adesões para os empregados da Controlada Rio Parapanema Energia. O plano garante uma suplementação do benefício do INSS mediante à aposentadoria e invalidez aos empregados inscritos no plano, conforme as regras definidas pelo regulamento do plano, atualmente está aberto para a entrada de novos participantes. Além disso, empregados admitidos antes de 1998 também fazem parte do plano BSPS (Benefício Suplementar Proporcional Saldado), na modalidade de Benefício definido.

O custeio do plano é determinado pelo regulamento através das contribuições dos participantes, aposentados e patrocinadores.

A Controlada Rio Parapanema Energia designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuária independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que eles representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados, obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 110/2022. Durante este processo, todas as premissas atuariais foram revisadas. A avaliação atuarial adotou o método do crédito unitário projetado e o ativo líquido do plano é avaliado pelo valor justo.

As obrigações com a Vivest (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de pensão e aposentadoria, quando aplicável.

20.3.2. Conciliação dos ativos/passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

	2025	2024
Obrigação de benefício definido	(351.375)	(365.454)
Valor justo do ativo do plano	435.908	412.585
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	(84.533)	(47.131)
Passivo reconhecido no balanço patrimonial	—	—

20.3.3. Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial

	2025	2024
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	—	4.490
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(4.377)	1.609
Contribuições da empresa realizadas no exercício	(929)	(1.139)
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes ('OCI') (*)	52.436	(4.960)
Valor líquido do (passivo)/ativo de benefício definido a partir do final do ano	47.130	—

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

20.3.4. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	2025	2024
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	365.454	409.204
Custo do serviço corrente	2.593	2.808
Custo do serviço	866	1.040
Contribuição de participante	1.727	1.768
Custo dos juros	38.961	39.196
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Redimensionamento da obrigação	(22.130)	(52.981)
Obrigação de benefício definido no final do ano	351.375	365.454

20.3.5. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	2025	2024
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	412.585	404.714
Rendimento real dos ativos	54.170	37.736
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	44.204	38.627
Rendimento do valor justo do ativo do plano	9.966	(891)
Contribuições no exercício	2.656	2.908
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(33.503)	(32.773)
Valor justo dos ativos no final do exercício	435.908	412.585

20.3.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	2025	2024
Custo do serviço corrente	866	1.040
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	38.961	39.196
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(44.204)	(38.627)
Total	(4.377)	1.609

20.3.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	2025	2024
Saldo no início do exercício	—	—
Efeito da alteração de premissas financeiras	(12.008)	(39.660)
Efeito da alteração de premissas demográficas	(11.158)	172
Efeito da experiência do plano	1.036	(13.494)
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(9.966)	891
Alteração do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso no final do ano (*)	84.532	47.131
Saldo no final do exercício	52.436	(4.960)

(*) Como o plano apresenta resultado superavitário, com ativos superiores às obrigações atuariais, não há necessidade de registro de déficit no OCI, nem de ajustes relacionados ao limite máximo de redimensionamento.

20.3.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

20.3.8.1. Hipóteses econômicas

	2025	2024
Taxa nominal de desconto (*)	11,53 % ao ano	11,12 % ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	11,53 % ao ano	11,12 % ao ano
Taxa nominal de crescimento salarial	6,60 % ao ano	6,60 % ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	4,00 % ao ano	4,00 % ao ano
Taxa de inflação estimada no longo prazo	4,00 % ao ano	4,00 % ao ano

Fator de capacidade		
Salários	100,00%	100,00%
Benefícios	100,00%	100,00%

(*) Utilização de taxas nominais.

20.3.8.2. Hipóteses demográficas

Hipóteses Demográficas

	2025	2024
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	UP-84M Modificada suav. em 60%	Mercer Disability suav. em 50%
Mortalidade de inválidos	AT - 49 Masculina agravada em 10%	AT - 49 Masculina agravada em 10%

Composição familiar		
Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres		Funcesp 2014

Idade de aposentadoria	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos
Taxa de crescimento salarial	2,22%	2,22%

Rotatividade	Experiência Plano Parapanema 2015 - 2024	ExpR_2023
--------------	--	-----------

20.3.9. Dados dos participantes

	2025	2024
Número de Participantes		
Ativos	142	148
Aposentados e pensionistas	264	263
Inválidos	13	13

20.3.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2025 foi de R\$ 351.375, a Controlada Rio Parapanema Energia realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1p.p., tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto	
	(+1.00 p.p.)	(-1.00 p.p.)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	32.347	(27.701)
Total da Obrigação de Benefício Definido	383.722	323.674
Duration da obrigação (em anos)	8,85	9,40

20.3.11. Estimativa da despesa de benefício definido para o próximo exercício

Custo do serviço corrente	598
Custo dos juros	38.697
Rendimento esperado dos ativos do plano	(38.697)
Custo da obrigação de benefício definido	598

20.3.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Controlada Rio Parapanema Energia para o exercício de 2025 é de R\$ 1.014 (R\$ 1.872 em 31 de dezembro de 2024).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

1 ano	31.489
Entre 2 e 5 anos	137.939
Entre 5 e 10 anos	201.451

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

21.1. Capital social subscrito e integralizado

As ações são classificadas como patrimônio líquido. Essas ações dão 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\$ 798.355, equivalentes a 798.354.773 (setecentos e noventa e oito milhões, trezentos e cinquenta e quatro mil, setecentos e setenta e três) de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, totalmente subscritas, assim distribuídas dentre os acionistas:

	2025 e 2024
Ações ordinárias	%
China Three Gorges Brasil Energia S.A.	532.263.127 66,67
Huikai Clean Energy S.Á.R.L	266.091.646 33,33
798.354.773	100,00

21.2. Reservas de capital

Deságio na subscrição de ação

Reserva especial - Reorganização societária - Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia

21.3. Reservas de lucros

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

21.4. 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.

21.5. Destinação dos lucros acumulados no exercício

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	208.792	392.820
Depreciação (custo atribuído)	81.935	83.105
IRPJ/CSLL diferidos (custo atribuído)	(27.858)	(28.256)
Constituição da reserva legal	(10.439)	(19.641)
Base de cálculo dos dividendos	252.430	428.028

Distribuições

Dividendos intermediários	108.104	—
Dividendos propostos	—	242.697
Distribuições mínimas obrigatórias (25%)	63.108	107.007
Distribuições adicionais	44.997	135.690

	Provento	Montante	Valor por ação
Deliberação	—	—	—
AGE de 23/12/2025	—	411.110	0,51495

21.6. Custo atribuído

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 (Adoção inicial), sendo a contrapartida registrada no patrimônio líquido, outros resultados abrangentes.

21.7. Participação de acionistas não controladores

A participação total dos acionistas não controladores no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 é composta por acionistas minoritários da Controlada Rio Parapanema Energia e corresponde à R\$ 47.277.

22. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

22.1. Política contábil

22.1.1. 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 e sua Controlada. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia e sua Controlada reconhecem a receita quando:

- i. O valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- ii. É provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a Companhia e sua Controlada;
- iii. Quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades da Companhia e sua Controlada, 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 e sua Controlada baseiam suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

A Companhia e sua Controlada reconhecem as receitas de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, que estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador e classifica em contratos bilaterais, de leilão, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Diretoria da Companhia, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

22.1.2. Receita de geração e comercialização 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 e sua Controlada.

22.1.3. Receita de geração no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Contratos negociados no ambiente de contratação regulado, onde a comercialização de energia elétrica ocorre intermediada por leilões públicos promovidos pelo governo federal, com regras definidas principalmente pela Aneel e pelo MME. Podem ser contratos de curto e longo prazo acordo com a seu edital.

	Consolidado	
	2025	2024
Receita operacional bruta		
Contratos ACL	1.193.880	1.270.905
Contratos ACR	28.714	—
Comercialização de energia	—	233.195
Mercado de curto prazo (MCP)	201.958	100.465
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	6.631	4.632
Total receita operacional bruta	1.431.183	1.609.197
Deduções à receita operacional		
PIS e COFINS	(118.065)	(140.448)
ICMS	(41.695)	(32.077)
Pesquisa e Desenvolvimento (PDI)	(11.947)	(11.532)
	(171.707)	(184.057)
	1.259.476	1.425.140

Receita operacional líquida

	2025	2024
Receita operacional líquida	1.259.476	1.425.140

23. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA, COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE

23.1. Energia elétrica vendida

	Consolidado			
	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	6.596.366	1.193.880	7.039.493	1.270.905
Contratos ACR	208.003	28.714	—	—
Comercialização de energia	—	—	2.628.424	233.195
Mercado de curto prazo (MCP)	899.649	201.958	1.118.373	100.465
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	173.177	6.631	226.965	4.632
	7.877.195	1.431.183	11.013.255	1.609.197

(*) Não auditado pelos auditores independentes

23.2. Energia elétrica comprada

	Consolidado			
	2025		2024	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	577.851	131.985	373.821	73.961
Comercialização de energia	—	—	2.640.970	253.379
Mercado de curto prazo (MCP)	2.237	—	149.066	10.067
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	365.975	7.732	1.512.839	49.093
(-) Crédito de PIS	—	(1.759)	—	(6.176)
(-) Crédito de COFINS	—	(8.102)	—	(28.449)

(*) Não auditado pelos auditores independentes

23.3. Encargos de uso da rede elétrica

23.3.1. Política contábil

As tarifas devidas pela Companhia e sua Controlada, conforme estabelecido pela Aneel, compreendem a Tust, a Tust-g e os 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:

- i. Valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a aproximadamente 80% do encargo da Tust, e
- ii. 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.

A Tust remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos grandes geradores para ligar suas usinas à rede



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadao.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

Rio Paranapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

básica ou a centros de consumo.

	Consolidado	
	2025	2024
Tust	176.018	180.441
Tusd	39.393	38.875
Encargos de conexão	200	203
(-) Crédito de PIS	(3.001)	(3.414)
(-) Crédito de COFINS	(13.825)	(15.723)
	198.785	200.382

24. RESULTADO FINANCEIRO

24.1. 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, variações cambiais, juros entre outras.

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Receitas				
Rendimento de aplicações financeiras	7.199	5.359	70.726	50.542
Variações monetárias	345	183	27.458	26.567
Depósitos judiciais	184	149	10.455	8.556
Atualização de créditos tributários	161	34	297	823
Inadimplência CCEE	-	-	508	968
Liminares CCEE	-	-	15.517	15.998
Outras	-	-	681	222
Compensação financeira	-	-	-	1.000
Ajuste a valor presente (AVP)	-	-	2	-
AVP Licença ambiental	-	-	2	-
(-) PIS e COFINS	(11.028)	(9.688)	(14.468)	(12.322)
Outras receitas financeiras	-	-	57	117
	(3.484)	(4.146)	83.775	65.904

Despesas				
Juros	-	-	(115.759)	(66.347)
Debêntures	-	-	(91.415)	(66.269)
Empréstimos	-	-	(24.270)	-
Outros	-	-	(74)	(78)
Variações monetárias	-	-	(40.030)	(40.379)
Liminares CCEE	-	-	(11.206)	(10.511)
Provisão para riscos	-	-	(2.914)	(5.185)
Debêntures	-	-	(1.974)	(7.075)
Outras	-	-	(23.936)	(17.608)
Despesas plano de pensão	-	-	(866)	(1.609)
Ajuste a valor presente (AVP)	-	-	(953)	-
AVP Licença ambiental	-	-	(953)	-
Outras despesas financeiras	-	-	(1)	(3.078)
	-	(1)	(160.686)	(110.509)
	(3.484)	(4.147)	(76.911)	(44.605)

Resultado financeiro líquido

25. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E TRIBUTOS DIFERIDOS

25.1. Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido
25.1.1. 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:

	Controladora			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL						
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(58.411)	(21.028)	(79.439)	(103.780)	(37.361)	(141.141)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controlada	60.323	21.716	82.039	105.858	38.109	143.967
Juros sobre capital próprio (JSCP)	(28.857)	(10.389)	(39.246)	(25.490)	(9.177)	(34.667)
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa sem constituição de IRPJ e CSLL diferido	8.146	2.933	11.079	7.036	2.531	9.567
Doações Incentivadas	975	-	975	-	-	-
Outras (adições) permanentes, líquidas	(185)	(75)	(260)	(15)	(11)	(26)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(18.009)	(6.843)	(24.852)	(16.391)	(5.909)	(22.300)
IRPJ e CSLL correntes	18.009	6.843	24.852	16.391	5.909	22.300
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	18.009	6.843	24.852	16.391	5.909	22.300
Alíquota efetiva	7,7%	2,9%	10,6%	3,9%	1,4%	5,4%

	Controladora			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Resultado antes do IRPJ e CSLL						
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(77.177)	(27.784)	(104.961)	(144.110)	(51.880)	(195.990)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Juros sobre capital próprio (JSCP)	1.143	411	1.554	1.010	363	1.373
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa sem constituição de IRPJ e CSLL diferido	8.146	2.933	11.079	(11.930)	(4.297)	(16.227)
Doações Incentivadas	3.957	-	3.957	2.803	-	2.803
Reversão de perdas estimadas pela não recuperabilidade de ativos (*)	-	-	-	39.023	14.048	53.071
Diferenças temporárias sem constituição de IR/CS diferido	-	-	-	(2.118)	(763)	(2.881)
Incentivos fiscais	28	-	28	30	-	30
Adesão ao programa Litígio Zero (**)	-	-	-	(5.263)	(1.895)	(7.158)
Outras (adições) exclusões permanentes, líquidas	(1.358)	(506)	(1.864)	(1.752)	(643)	(2.395)
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(65.261)	(24.946)	(90.207)	(122.307)	(45.067)	(167.374)
IRPJ e CSLL correntes	78.285	29.635	107.920	86.231	32.080	118.311
IRPJ e CSLL diferidos	(13.024)	(4.689)	(17.713)	36.076	12.987	49.063
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	65.261	24.946	90.207	122.307	45.067	167.374
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(668)	820	152	(185)	-	(185)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	64.593	25.766	90.359	122.122	45.067	167.189
Alíquota efetiva	21,1%	8,1%	29,2%	21,2%	7,8%	29,0%

(*) A reversão da provisão, tratada nesta linha, está referenciada no item 11.5 desta demonstração, cujo impacto na reconciliação de impostos deve-se ao fato da incorporada Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda. ser optante pelo Lucro Presumido e não registrou um diferido ativo quando da sua constituição.
(**) Programa de Redução de Litigiosidade Fiscal (PRLF) que a Companhia realizou a transação tributária com desconto de 65% dos débitos atualizados. O acordo celebrado foi homologado pela Receita Federal.

25.2. Tributos diferidos
25.2.1. 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 Controlada Rio Paranapanema Energia apresenta o imposto de renda e contribuição social diferidos no grupo não circulante conforme CPC 26/IAS 1 - Apresentação das demonstrações financeiras.

	Consolidado			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa	238.476	84.698	323.174	265.610	94.466	360.076
Diferenças temporárias						
Liminares CCEE (GF)	27.811	10.012	37.823	28.889	10.400	39.289
Provisões para riscos	27.071	9.746	36.817	21.701	7.812	29.513
Benefício fiscal	3.529	1.271	4.800	4.508	1.623	6.131
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	2.209	795	3.004	2.076	747	2.823
Outras provisões	690	247	937	966	348	1.314
Total bruto	299.786	106.769	406.555	323.750	115.396	439.146
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(174.663)	(62.879)	(237.542)	(211.687)	(76.207)	(287.894)
Total	125.123	43.890	169.013	112.063	39.189	151.252
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	(125.017)	(45.007)	(170.024)	(141.495)	(50.939)	(192.434)
Ajuste de avaliação patrimonial	(38.574)	(13.887)	(52.461)	(59.868)	(21.552)	(81.420)
Reserva especial - Reorganização societária - Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia	(6.513)	(2.345)	(8.858)	(6.513)	(2.345)	(8.858)
Ajuste atuarial plano de pensão	(3.811)	(1.372)	(5.183)	-	-	-

	Consolidado			2024		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
AVP Licença ambiental	(748)	(268)	(1.016)	(3.811)	(1.371)	(5.182)
Total bruto	(174.663)	(62.879)	(237.542)	(211.687)	(76.207)	(287.894)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	174.663	62.879	237.542	211.687	76.207	287.894
Total	-	-	-	-	-	-
Imposto diferido líquido	125.123	43.890	169.013	112.063	39.189	151.252

A Controlada Rio Paranapanema Energia 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
Ativo de imposto diferido	21.594	40.349	44.053	40.005	43.842	-	406.555
Imposto diferido passivo	(52.111)	(52.729)	(52.257)	(45.904)	(36.235)	1.694	(237.542)
Imposto diferido líquido	(30.517)	(12.380)	(8.204)	(5.899)	7.607	218.406	169.013

25.3. Benefício fiscal - Ágio incorporado

O montante de ágio absorvido pela Controlada Rio Paranapanema Energia, em razão da incorporação da Duke Energia do Sudeste Ltda. ("Duke Sudeste"), em fevereiro de 2002 teve como fundamento econômico a expectativa de resultados futuros e será amortizado até 2030, conforme estipulado pela Resolução Aneel nº 28/2002, baseado na projeção de resultados futuros, elaborada por consultores externos naquela data.

A Controlada Rio Paranapanema Energia constituiu provisão para manter a integridade do patrimônio, cuja reversão neutralizará o efeito da amortização do ágio no balanço patrimonial, segue sua composição:

	2025			2024		
	Ágio	Provisão	Valor líquido	Ágio	Provisão	Valor líquido
Saldo oriundos da incorporação	305.406	(201.568)	103.838	305.406	(201.568)	103.838
Realização	(291.275)	192.237	(99.038)	(287.357)	189.651	(97.706)
Saldo no final do exercício	14.131	(9.331)	4.800	18.049	(11.917)	6.132

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras, o valor líquido correspondente ao benefício fiscal — imposto de renda e contribuição social, acima descrito, está sendo apresentado no balanço patrimonial como aumento desses mesmos tributos no ativo não circulante, na rubrica "Impostos diferidos". Na forma prevista pela resolução CVM nº 78/2022, não há efeitos no resultado do exercício conforme demonstrado a seguir:

	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Amortização do ágio	-	-	-	-	-	(3.918)
Reversão da provisão	-	-	-	-	-	2.586
Benefício fiscal	-	-	-	-	-	1.332
	-	-	-	-	-	1.493

Realização do benefício fiscal referente ágio incorporado da Duke Sudeste:

	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Realização estimada	1.190	1.062	948	847	753	4.800

26. LUCRO POR AÇÃO

26.1. Política contábil

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:

	Controladora	2024
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro líquido do exercício	208.792	392.820
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	798.355	798.355
Resultado básico e diluído por ação	0,26153	0,49204

27. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva Estatutária avaliam o desempenho de seus segmentos de negócio, considerando como principal indicador o lucro líquido.

Os segmentos operacionais definidos pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva Estatutária são os seguintes, tendo como premissas de segregação suas atividades principais:

Geração: Entidades que possuem como atividade principal a geração e comercialização de energia elétrica, tendo suas concessões regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel e MME.

Comercialização: Entidades que possuem como atividade principal a comercialização de energia a consumidores livres. Conforme nota explicativa 1.6 a Controlada CTG Trading foi incorporada em 2024 não possuindo mais esse segmento no consolidado. Administração/outras: Entidades com características de holding onde a principal atividade é a participação em outras sociedades empresariais e prestação de serviços para as empresas da Companhia no Brasil.

As informações referentes aos ativos e passivos totais por segmentos não são apresentadas, pois não compõe o conjunto de informações disponibilizadas aos Diretores da Companhia que, por sua vez, tomam decisões sobre investimentos e alocação de recursos considerando essas informações em bases consolidadas.

	2025		2024	
Principais indicadores de Gestão	Geração	Margem %	Administração e outros	Margem %
Receita operacional líquida	1.259.476	100,0%	-	0,0%
Ebitda ajustado	680.269	54,0%	(3.243)	0,0%
Lucro líquido do exercício	250.847	19,9%	(32.498)	0,0%
Depreciação e amortização	(290.488)	-	(919)	-
Receita financeira	87.259	-	(3.484)	-
Despesa financeira	(160.686)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(65.508)	-	(24.852)	-

	2025		2024	
Principais indicadores de Gestão	Geração	Margem %	Administração e outros	Margem %
Receita operacional líquida	1.204.173	100,0%	220.967	100,0%
Ebitda ajustado	843.900	70,1%	48.427	21,9%
Lucro líquido do exercício	431.274	35,8%	8.589	3,9%
Depreciação e amortização	(267.117)	-	-	-
Receita financeira	66.354	-	3.696	-
Despesa financeira	(110.504)	-	(4)	-
Imposto de renda e contribuição social	(101.359)	-	(43.530)	-

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

28.1. 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.

28.2. Classificação

A Companhia e sua Controlada podem classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

i. Mensurados ao valor justo através do resultado;

ii. Mensurados ao custo amortizado;

A Diretoria 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



CTG Brasil

Rio Paranapanema Participações S.A.
CNPJ nº 02.357.206/0001-07



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

As operações da Companhia e sua Controlada 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 da Controlada, 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 e sua Controlada estão descritos na nota explicativa nº 4. Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, a Companhia e sua Controlada 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 e sua Controlada cancelarem o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

28.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

28.6.1. Considerações gerais

A Companhia e sua Controlada participam 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 do grupo estão representados por:

Natureza	Classificação	Hierarquia do valor justo	Consolidado		2025		2024	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros								
Caixas e bancos	Custo amortizado	–	69	69	161	161		
Aplicações financeiras	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	181.460	181.460	520.505	520.505		
Aplicações financeiras vinculadas	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	2.389	2.389	2.011	2.011		
Clientes	Custo amortizado	–	159.494	159.494	129.619	129.619		
Partes relacionadas	Custo amortizado	–	852	852	–	–		
Depósitos judiciais	Custo amortizado	–	78.990	78.990	74.417	74.417		
			<u>423.254</u>	<u>423.254</u>	<u>726.713</u>	<u>726.713</u>		
Passivos financeiros								
Fornecedores	Custo amortizado	–	565.239	565.239	498.882	498.882		
Encargos setoriais	Custo amortizado	–	35.943	35.943	27.279	27.279		
Empréstimos	Custo amortizado	–	674.204	674.204	–	–		
Debêntures	Custo amortizado	–	661.532	947.212	768.608	1.050.979		
Dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	–	468.910	468.910	262.748	262.748		
Partes relacionadas	Custo amortizado	–	2.851	2.851	–	–		
			<u>2.408.679</u>	<u>2.694.359</u>	<u>1.557.517</u>	<u>1.839.888</u>		

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Sílvio Alexandre Scucuglia da Silva - Presidente			
Evandro Leite Vasconcelos - Membro Efetivo	Márcio José Peres - Membro Efetivo	Xingyang Cao - Membro Efetivo	Zhigang Chen - Membro Efetivo

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Márcio José Peres Diretor-Presidente	Rodrigo Teixeira Egreja -Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Administrativo	Tatiana Figueiredo Garrido da Mota Diretora Executiva	Giulliano Batelochi Gallo Diretor Executiva
---	--	--	--

Antonio dos Santos Entraut Junior - Contador - CRC PR-068461/O-1

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da Rio Paranapanema Participações S.A.

São Paulo - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Rio Paranapanema Participações S.A. (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, 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, individual e consolidada, da Rio Paranapanema Participações S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados 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 individuais e consolidadas”.

Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, de acordo com os princípios éticas relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, aplicáveis a auditoria 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 individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Diretoria 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 individuais e consolidadas, 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 Diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, a Diretoria 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 Diretoria pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações. Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria

29. SEGUROS

29.1. Política contábil

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

Apólices	Vencimento	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

30. TRANSAÇÕES NÃO CAIXA

	Controladora	
	2025	2024
Provisão para licença ambiental	32.995	
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	81.935	83.105
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	27.858	(28.256)
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	–	4.490
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	–	(1.526)
Resultado atuarial com plano de pensão de benefício definido	142	597
Imposto de renda e contribuição social diferido sobre resultado atuarial	(48)	(204)
Juros sobre capital próprio prescritos	–	37

31. COMPROMISSOS ASSUMIDOS E NÃO RECONHECIDOS

31.1. Contratos de compra de energia elétrica

Contratos

ACL - Contratos bilaterais

Compromissos até 2029

32. EVENTO SUBSEQUENTE

32.1. Aditamento ao termo 1º emissão Nota Comercial série única - Rio Paranapanema Energia.

No dia 09 de fevereiro de 2026 foi celebrado o 1º aditamento referente a 1º emissão Nota Comercial série única, nele foram alteradas as seguintes condições:

i. Postergação do vencimento do principal de 12 de fevereiro de 2026 para 17 de junho de 2026.

ii. O pagamento dos juros foi alterado para duas parcelas, sendo que a primeira ocorreu em 12 de fevereiro de 2026, referente aos juros já reconhecidos e a segunda ocorrerá na nova data de vencimento.

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 individuais e consolidadas, 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 e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluirmos sobre a adequação do uso pela Diretoria, 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 individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, 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

Renato Vieira Lima

Contador

CRC nº 1 SP 257330/O-5

Deloitte.

www.ctgbr.com.br

Nós
unimos
energias
para
transformar
vidas.



A cada nova iniciativa, a CTG Brasil reforça seu compromisso com um Brasil mais sustentável. Geramos energia limpa e promovemos o desenvolvimento social e econômico nas comunidades do entorno das nossas operações, por meio de projetos sociais que fortalecem o protagonismo local e ampliam oportunidades para quem vive nesses territórios. Afinal, gerar energia também é gerar valor e construir um futuro melhor para todos.

Conheça mais sobre a CTG Brasil:



MAIS QUE ENERGIA. ENERGIA LIMPA.



CTG Brasil



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadao.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG *Brasil*



Demonstrações Financeiras **2025**

Arinos Energias Renováveis S.A.

www.ctgbr.com.br





CTG Brasil

Arinos Energias Renováveis S.A.
CNPJ nº 45.437.504/0001-01

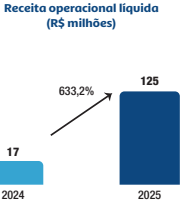
RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

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.

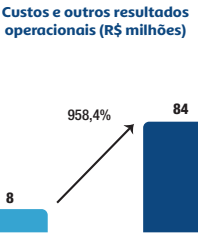
Principais Indicadores	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Indicadores econômicos			
Receita operacional bruta	129.552	17.669	633,2%
(-) Deduções à receita operacional	(4.729)	(645)	633,2%
Receita operacional líquida	124.823	17.024	633,2%
(-) Custos e outros resultados operacionais	(84.460)	(7.980)	958,4%
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	40.363	9.044	346,3%
Ebitda	90.695	13.384	577,6%
Margem Ebitda - %	72,7%	78,6%	-5,9 p.p.
Resultado financeiro	(126)	4.164	-103,0%
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	40.237	13.208	204,6%
Lucro líquido do exercício	34.212	11.477	198,1%
Margem líquida - %	27,4%	67,4%	-40,0 p.p.
Quantidade de ações	1.352.570	1.205.237	12,2%
Lucro líquido básico e diluído por ação (Controladora)	0,02529	0,00952	165,6%

Ebitda - Earnings before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization
A receita operacional líquida consolidada foi de R\$ 124,8 milhões no ano de 2025, representando um crescimento de R\$ 107,8 milhões em relação ao ano de 2024. Sobre essa variação vale destacar a entrada em operação de todo o parque solar e medição ao longo do exercício, uma vez que em 2024, nem todas as instalações estavam operando por todo o exercício:



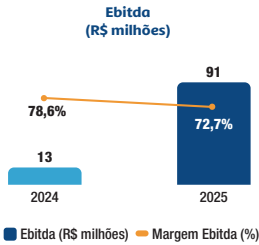
Custos e Outros Resultados Operacionais	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Pessoal	(3.630)	(9)	40.233,3%
Material	(406)	—	100,0%
Serviços de terceiros	(4.807)	(37)	12.891,9%
Depreciação e amortização	(50.332)	(4.340)	1.059,7%
Encargos de uso da rede elétrica	(20.689)	(3.310)	525,0%
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(1.072)	—	100,0%
Seguros	(875)	—	100,0%
Aluguéis	(847)	—	100,0%
Reversões de provisões para riscos	—	(90)	-100,0%
Outros	(1.802)	(194)	828,9%
	(84.460)	(7.980)	958,4%

Os custos e outros resultados operacionais apresentaram crescimento de R\$ 76,5 milhões, quando comparado com o exercício anterior. A respeito dessa variação, vale destacar o início das operações de todo o parque e o reconhecimento pelo exercício completo. O destaque fica para as rubricas de depreciação e amortização seguida dos encargos e taxa de fiscalização.



EBITDA e Margem EBITDA	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Lucro líquido do exercício	34.212	11.477	198,1%
Imposto de renda e contribuição social	6.025	1.731	248,1%
Resultado financeiro (líquido)	126	(4.164)	-103,0%
Depreciação e amortização	50.332	4.340	1.059,7%
EBITDA	90.695	13.384	577,6%
Margem Ebitda	72,7%	78,6%	-5,9 p.p.

O Ebitda é uma medição não contábil que toma como base as disposições da Instrução 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 medido em 2025 acumulou R\$ 90,7 milhões o que representa um aumento de R\$ 77,3 milhões quando comparado ao Ebitda apurado no ano de 2024, os efeitos medidos representam a entrada em operação do parque gerador.

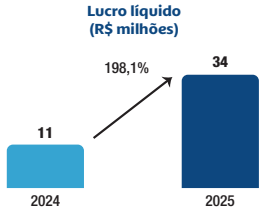


Resultado Financeiro	Consolidado		
	2025	2024	Variação
Receitas			
Rendimento de aplicações financeiras	6.551	4.206	55,8%
Variações monetárias	18	26	-30,8%
Outros	(6)	(20)	-70,0%
	6.563	4.212	55,8%
Despesas			
Ajuste a valor presente (AVP)	(6.655)	—	100,0%
Outros	(34)	(48)	-29,2%
	(6.689)	(48)	13835,4%
Resultado financeiro líquido	(126)	4.164	-103,0%

AVP - Ajuste a Valor Presente
O resultado financeiro líquido apresentado em 2025 foi negativo em R\$ 0,1 milhões, representando uma piora de R\$ 4,2 milhões em relação ao ano de 2024. Acerca dessa variação negativa, vale destacar:
• Registro de R\$ 6,7 milhões na despesa de atualização monetária referente à provisão constituída para desmobilização do parque. Tal provisão será atualizada regularmente com base em IPCA;
• Crescimento no rendimento de aplicações financeiras R\$ 2,3 milhões, principalmente pelo maior saldo médio de caixa no período, compensando parcialmente a variação negativa do resultado financeiro.

LUCRO LÍQUIDO

Com a medição de seu primeiro exercício operacional completo, o lucro líquido em 2025 foi de R\$ 34,2 milhões, o que representa um crescimento de R\$ 22,73 milhões na comparação com o exercício de 2024.



BALANÇOS PATRIMONIAIS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado		Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024			2025	2024	2025	2024
Circulante						Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	825	719	74.404	54.304	Fornecedores	11	4	6	17.565	129.618
Clientes	6	—	—	5.175	—	Salários, provisões e contribuições sociais	—	—	506	625	506
Tributos a recuperar	7	75	53	75	53	Tributos a recolher	7	—	—	10.567	12.524
Partes relacionadas	13.3	—	—	7.194	5.826	Encargos setoriais	12	—	—	89	—
Outros créditos		2	59	1.891	100	Outras obrigações		—	—	2	—
Total do ativo circulante		902	831	88.739	60.283	Total do passivo circulante		4	512	28.850	142.648
Não circulante						Não circulante					
Realizável a longo prazo		—	—	16	—	Provisões para descomissionamento de ativos	14	—	—	59.367	—
Outros créditos		—	—	16	—	Total do passivo não circulante		—	—	59.367	—
	8	1.348.936	1.268.194	—	—	Total do passivo	4	512	88.217	142.648	
Investimentos	9	—	3.834	1.273.513	1.277.068	Patrimônio líquido	15				
Imobilizado	10	—	—	75.783	77.644	Capital social		1.303.051	1.259.776	1.303.051	1.259.776
Intangível				—	—	Reserva legal		2.339	629	2.339	629
Total do ativo não circulante		1.348.936	1.272.028	1.349.312	1.354.712	Reserva de retenção de lucros		44.444	11.942	44.444	11.942
						Total do patrimônio líquido		1.349.834	1.272.347	1.349.834	1.272.347
Total do ativo		1.349.838	1.272.859	1.438.051	1.414.995	Total do passivo e patrimônio líquido		1.349.838	1.272.859	1.438.051	1.414.995

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)

		Controladora		Consolidado				Controladora		Consolidado	
	Nota	2025	2024	2025	2024		Nota	2025	2024	2025	2024
Receita operacional líquida	16.1	—	—	124.823	17.024	Reversões de provisões para riscos		—	(90)	—	(90)
Custos operacionais						Outros		(3)	(7)	(1.396)	(194)
Pessoal		—	—	(3.623)	—			(86)	(138)	(3.916)	(325)
Material		—	—	(406)	—	Resultado de participações societárias					
Serviços de terceiros		—	—	(4.720)	(5)	Equivalência patrimonial	8.2	34.189	11.267	—	—
Depreciação	9.2	—	—	(47.906)	(4.340)	Resultado antes das receitas e despesas financeiras		34.103	11.129	40.363	9.044
Encargos de uso da rede elétrica	17.2	—	—	(20.689)	(3.310)	Resultado financeiro	18.1				
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		—	—	(1.072)	—	Receitas		116	421	6.563	4.212
Seguros		—	—	(875)	—	Despesas		—	(1)	(6.689)	(48)
Aluguéis		—	—	(847)	—			116	420	(126)	4.164
Outros		—	—	(406)	—	Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		34.219	11.549	40.237	13.208
		—	—	(80.544)	(7.655)	Imposto de renda e contribuição social	19.1				
Resultado bruto		—	—	44.279	9.369	Corrente		(7)	(72)	(6.025)	(1.731)
Outros resultados operacionais								(7)	(72)	(6.025)	(1.731)
Pessoal		(7)	(9)	(7)	(9)	Lucro líquido do exercício		34.212	11.477	34.212	11.477
Serviços de terceiros		(76)	(32)	(87)	(32)	Lucro líquido básico e diluído por ação	20	0,02529	0,00952	—	—
Amortização	10.2	—	—	(2.426)	—						

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)

		Controladora e Consolidado	
		2025	2024
Lucro líquido do exercício		34.212	11.477
Outros resultados abrangentes do exercício		—	—
Itens que não serão reclassificados para o resultado		—	—
Total do resultado abrangente do exercício		34.212	11.477

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras





CTG Brasil

Arinos Energias Renováveis S.A.
CNPJ nº 45.437.504/0001-01



★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

como metodologia do fluxo de caixa descontado que depende de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercado vigentes no momento da avaliação.

3.2.1. 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 exercício. Os ativos continuam apresentando condições normais de uso e geração de benefícios econômicos. Assim, não houve necessidade de realizar teste detalhado de recuperabilidade.

3.2.2. Impairment de ativos financeiros

A Companhia e suas Controladas avaliam 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 e de suas controladas, não foram identificados indicativos de *impairment*, tampouco a necessidade de reconhecimento de quaisquer perdas pela não realização desses ativos.

3.3. Provisões para riscos e contingências

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

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

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

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 reflete 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 Diretoria 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 em que é citada, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.

Para o exercício base destas demonstrações financeiras, a Companhia e suas Controladas não possuem causas prováveis e nem possíveis para registro e/ou divulgação.

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 consolidadas.

- 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 consolidada.

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

Os pronunciamentos novos que entrarão em vigência a partir de 01 de janeiro de 2027 possuem expectativas de impactos nas demonstrações financeiras consolidadas.

- Apresentação e Divulgação das Demonstrações Financeiras (IFRS 18/CPC 51); cuja avaliação e tratativas estão em andamento.
- Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (IFRS19).

4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO

4.1. Riscos financeiros

As atividades da Companhia e suas Controladas a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de *curtailment*, 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 e suas Controladas se concentram na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia e suas Controladas.

A gestão de risco é realizada pela Companhia e suas Controladas, seguindo as políticas aprovadas pela Diretoria que identifica, avalia e protege a Sociedade contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

4.1.1.1. Risco em renováveis não-hídricas - Curtailment

A Companhia e suas Controladas estão sujeitas a eventos de *curtailment* em seus empreendimentos de geração solar, decorrentes de determinações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a redução da geração, em função de restrições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo, entre outras, limitações no escoamento da energia pela rede de transmissão, requisitos de segurança do sistema ou variações na carga demandada.

Nessas circunstâncias, as Controladas podem ter sua geração reduzida, ainda que haja disponibilidade do recurso energético, impactando o montante de energia efetivamente gerado no exercício.

A redução da geração poderá resultar em diferenças entre as energias contratada e efetivamente gerada, uma vez que as Controladas são expostas ao MCP, conforme as regras vigentes do setor elétrico e seus perfis de contratação e, conforme nota explicativa nº 1.3, os efeitos financeiros da energia gerada são reconhecidos na CTG NE.

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

O risco de taxa de juros da Companhia e suas Controladas decorre de caixa e equivalentes de caixa. O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI) é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo DI e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que também estão indexados à variação dos índices 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 a CTG NE é determinado nos contratos bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado.

4.1.3. Risco de liquidez

A Companhia e suas Controladas monitoram as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ele tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.

A Companhia e suas Controladas fazem 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 cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências legais ou regulatórias externas.

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

4.2. Risco de regulação

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

4.3. Risco ambiental

As atividades e instalações da Companhia e suas Controladas 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 e suas controladas operarem suas usinas em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia e de suas Controladas.

A Companhia e suas Controladas utilizam-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, e com isso, minimizando os riscos.

4.4. Análise da sensibilidade

A Companhia e suas Controladas, 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 Diretoria, originado por instrumentos financeiros, compostos por aplicações financeiras, ao qual a Sociedade 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:

					Controladora			
		Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Variação abso- luta no cenário provável	Saldo contábil em 2025	Cenário atual (*)	Cenário provável (**)	Efeito absoluto
<u>Instrumentos financeiros</u>		<u>Indexador</u>						
Ativos financeiros								
Aplicações financeiras	DI	14,90%	12,40%	250 bps	822	122	102	20
					822	122	102	20
							Consolidado	
		Indexador do valor contábil	Indexador do cenário provável	Variação abso- luta no cenário provável	Saldo contábil em 2025	Cenário atual (*)	Cenário provável (**)	Efeito absoluto
<u>Instrumentos financeiros</u>		<u>Indexador</u>						
Ativos financeiros								
Aplicações financeiras	DI	14,90%	12,40%	250 bps	74.188	11.054	9.199	1.855
					74.188	11.054	9.199	1.855

DI - Depósito interbancário

(*) 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 em 2026, disponibilizada por consultoria especializada.

4.5. Gestão de capital

Os objetivos da Companhia e suas Controladas ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos quotistas 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 e suas Controladas, a Diretoria 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.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

5.1. 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 ao 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 18).

5.1.1. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Caixas e bancos	3	40	216	330
Aplicações financeiras	822	679	74.188	53.974
Certificado de depósito bancário (CDB)	822	679	74.188	53.974
	825	719	74.404	54.304

5.2. Qualidade de créditos do caixa, equivalentes de caixa

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 e suas Controladas 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 mantidos pela Companhia e suas Controladas.

5.2.1. Composição

	Fitch (*)	Controladora		Consolidado	
		2025	2024	2025	2024
Moody's (*)					
AAA	AAA	825	719	74.404	54.304

(*) 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.

6.2. Composição

	Consolidado	
	A vencer	Até 90 dias
		5.175

Contratos ACL

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 ou alguma de suas controladas não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

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

Para o exercício de 31 de dezembro de 2025, não houve constituições de PECLD.

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

7. TRIBUTOS A RECUPERAR E A RECOLHER

7.1. Política contábil

Os impostos correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Diretoria avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia e suas Controladas 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

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante
Ativo				
Saldo negativo/Antecipações de IRPJ e CSLL	75	53	75	53
	75	53	75	53
Passivo				
IRPJ e CSLL a recolher	—	—	1.652	437
PIS e COFINS a recolher	—	—	470	207
ICMS a recolher	—	—	8.312	8.257
Impostos retidos a recolher	—	—	133	3.623
	—	—	10.567	12.524

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/INSS - Instituto Nacional do Seguro Social/ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços/ISS - Imposto Sobre Serviços.

8. INVESTIMENTOS

8.1. Política contábil

Os investimentos da Companhia foram avaliados pelo método de equivalência patrimonial, levando em conta as premissas definidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 18 - Investimento em Coligada, em controlada e Empreendimento controlado em Conjunto.

A participação da Companhia nos lucros ou prejuízos de seus investimentos foram reconhecidas na demonstração do resultado.

8.2. Movimentação

	Participação acionária	2024	Aporte de Capital	Equivalência patrimonial	2025
Controladas					
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	100,00%	246.674	2.039	540	249.253
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	100,00%	165.170	10.612	5.629	181.411
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	100,00%	171.927	13.164	5.153	190.244
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	100,00%	172.544	6.188	5.283	184.015
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	100,00%	162.355	4.830	6.198	173.383
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	100,00%	177.656	4.340	5.542	187.538
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	100,00%	171.868	5.380	5.844	183.092
		1.268.194	46.553	34.189	1.348.936

Ao longo do exercício a Companhia realizou aportes de capital nas Controladas em fase de construção, descritas na nota explicativa nº 1.4.

	Participação acionária	2023	Aporte de Capital	Equivalência patrimonial	2024
Controladas		Não auditado			
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	100,00%	49.590	196.496	588	246.674
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	100,00%	24.424	140.287	459	165.170
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	100,00%	24.717	147.060	150	171.927
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	100,00%	24.625	146.981	938	172.544
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	100,00%	65.365	93.292	3.698	162.355
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	100,00%	92.311	81.571	3.774	177.656
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	100,00%	86.122	84.086	1.660	171.868
		367.154	889.773	11.267	1.268.194



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

Arinos Energias Renováveis S.A.
CNPJ nº 45.437.504/0001-01

★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

8.3. Informações financeiras das Controladas

	% de participação da Companhia		Ativos totais		Passivos (Circulante e Não Circulante)		Patrimônio líquido		Receitas		Resultado líquido do exercício	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Controladas												
Usina Fotovoltaica Arinos C 1 Ltda.	100,00%	100,00%	276.030	321.994	26.777	75.320	249.253	246.674	14.875	—	540	588
Usina Fotovoltaica Arinos C 2 Ltda.	100,00%	100,00%	193.082	169.389	11.671	4.219	181.411	165.170	16.659	372	5.629	459
Usina Fotovoltaica Arinos C 32 Ltda.	100,00%	100,00%	201.885	186.309	11.641	14.381	190.244	171.928	15.075	—	5.153	150
Usina Fotovoltaica Arinos C 4 Ltda.	100,00%	100,00%	195.994	224.206	11.979	51.662	184.015	172.544	19.530	890	5.283	938
Usina Fotovoltaica Arinos C 8 Ltda.	100,00%	100,00%	185.268	180.317	11.885	17.963	173.383	162.354	19.517	5.046	6.198	3.696
Usina Fotovoltaica Arinos C 9 Ltda.	100,00%	100,00%	200.477	188.193	12.939	10.538	187.538	177.655	19.649	6.854	5.542	3.774
Usina Fotovoltaica Arinos C 10 Ltda.	100,00%	100,00%	195.229	195.492	12.137	23.624	183.092	171.868	19.519	3.860	5.844	1.660

9. IMOBILIZADO

9.1. Política contábil

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia e suas Controladas são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. 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.

Para as Controladas a Companhia considera que não haverá indenização pelo poder concedente ao final do prazo de autorização 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”.

9.2. Composição e movimentação

	Controladora		Consolidado		Veículos	Móveis e utensílios	Total
	Máquinas e equipamentos	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Descomissionamento de ativos			
Taxa média anual de depreciação	0,0%	3,2%	3,9%	3,2%	11,4%	4,3%	—
(A) Imobilizado em curso							
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.834	—	830.861	—	—	—	830.861
Estornos / Adições	(3.834)	—	294.057	—	310	—	294.367
Adiantamentos / Compensações	—	—	(301.428)	—	—	—	(301.428)
Transferências	—	—	(749.251)	—	—	—	(749.251)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	—	74.239	—	310	—	74.549
(B) Imobilizado em serviço							
Custo	—	14.320	436.227	—	—	—	450.547
Depreciação acumulada	—	(100)	(4.240)	—	—	—	(4.340)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	14.220	431.987	—	—	—	446.207
Adições	—	—	—	52.712	—	—	52.712
Baixas	—	—	(1.300)	—	—	—	(1.300)
Transferências	—	19.914	729.247	—	44	46	749.251
Depreciação	—	(1.092)	(45.123)	(1.684)	(5)	(2)	(47.906)
Custo	—	34.234	1.164.160	52.712	44	46	1.251.196
Depreciação acumulada	—	(1.192)	(49.349)	(1.684)	(5)	(2)	(52.232)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	33.042	1.114.811	51.028	39	44	1.198.964
(A+B) Imobilizado líquido	—	33.042	1.189.050	51.028	349	44	1.273.513

	Controladora		Consolidado		Veículos	Móveis e utensílios	Total
	Máquinas e equipamentos	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Descomissionamento de ativos			
Taxa média anual de depreciação	0,0%	0,7%	1,0%	—	—	—	—
(A) Imobilizado em curso							
Saldo em 31 de dezembro de 2023 (não auditado)	1.801	1.801	—	—	367.568	367.568	367.568
Adições	2.033	2.033	—	—	913.840	913.840	913.840
Transferências	—	—	—	—	(450.547)	(450.547)	(450.547)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	3.834	3.834	—	—	830.861	830.861	830.861
(B) Imobilizado em serviço							
Saldo em 31 de dezembro de 2023 (não auditado)	—	—	—	—	—	—	—
Transferências	—	—	14.320	436.227	450.547	450.547	450.547
Depreciação	—	—	(100)	(4.240)	(4.340)	(4.340)	(4.340)
Custo	—	—	14.320	436.227	450.547	450.547	450.547
Depreciação acumulada	—	—	(100)	(4.240)	(4.340)	(4.340)	(4.340)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	14.220	431.987	446.207	446.207	446.207
(A+B) Imobilizado líquido	3.834	3.834	14.220	1.262.848	1.277.068	1.277.068	1.277.068

9.3. Itens que compõem o imobilizado

9.3.1. Edificações, obras civis e benfeitorias

Refere-se a imobilizações em edificações, obras civis e benfeitorias sobre terrenos e, quando for o caso, sobre servidões.

9.3.2. Máquinas e equipamentos

Refere-se a imobilizações de máquinas e equipamentos como, motores, transformadores, medidores, torres, postes e outros com seus acessórios e componentes.

9.3.3. Descomissionamento de ativos

Refere-se às imobilizações relacionadas às obrigações de descomissionamento, desmontagem, retirada definitiva de ativos e restauração das áreas utilizadas ao final de sua vida útil ou quando houver obrigação formal assumida pela Companhia. Abrange os custos estimados para desmantelamento, remoção de estruturas, reorganização das áreas afetadas e recomposição ambiental, mensurados a valor presente e capitalizados ao custo do ativo correspondente, em conformidade com o CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes e o CPC 27 - Ativo Imobilizado.

10. INTANGÍVEL

10.1. 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 da autorização, dos dois o menor.

10.2. Composição e movimentação

	Consolidado		Total
	Licença ambiental	Desenvolvimento de projetos	
Taxa média anual de amortização	0,0%	3,2%	—
(A) Intangível em curso			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	77.644	77.644
Adições	565	—	565
Transferências	—	(76.538)	(76.538)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	565	1.106	1.671
(B) Intangível em serviço			
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—
Transferências	—	76.538	76.538
Amortização	—	(2.426)	(2.426)
Custo	—	76.538	76.538
Amortização acumulada	—	(2.426)	(2.426)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	—	74.112	74.112
(A+B) Intangível líquido	565	75.218	75.783

Consolidado		Total
2025	2024	
Desenvolvimento de projetos		
Saldo em 31 de dezembro de 2023	—	1.106
Adições	—	76.538
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	77.644

10.3. Itens que compõem o intangível

10.3.1. Licença ambiental

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.

10.3.2. Desenvolvimento de projetos

Se trata de gastos pré-operacionais realizados nas Controladas a serem capitalizados e amortizados pelo prazo da autorização.

11. FORNECEDORES

11.1. Política contábil

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, 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, 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.

11.2. Composição

	Controladora		Total
	2025	2024	
Circulante	4	6	6
Consolidado	4	6	6
2025	15.668	127.823	127.823
Circulante	1.897	1.795	1.795
Consolidado	1.897	1.795	1.795
2025	17.565	129.618	129.618

12. ENCARGOS SETORIAIS

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.

12.1. Composição

	Consolidado		Total
	2025	2024	
Circulante	—	89	89

TFSEE

12.2. 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.

13. PARTES RELACIONADAS

13.1. Política contábil

As partes relacionadas, são reconhecidas, 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 eles estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

A Companhia é controlada pela CTG Brasil, que detém 100% de suas ações. O controlador em última instância é a China Three Gorges Corporation uma empresa de energia estatal chinesa. Para todas as transações, as premissas contratuais são as definidas entre as partes.

13.2. Remuneração do pessoal-chave da Administração

A Companhia é administrada pela CTG Brasil, responsável pelas despesas e pagamento do pessoal-chave da Administração.

13.3. Transações locais

As Controladas possuem contratos de venda de energia com a Coligada, a CTG NE.

Em 08 de abril de 2024, foi firmado contrato de compartilhamento de desembolsos relacionados a Capex entre todas as controladas: Arinos C1, Arinos C2, Arinos C32, Arinos C4, Arinos C8, Arinos C9 e Arinos C10.

O contrato segue a Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021, que estabelece regras e critérios e dispensa a anuência prévia da Aneel. Em 28 de abril de 2025, foi celebrado o primeiro aditivo a este contrato, ampliando seu escopo para incluir também os desembolsos relacionados a Opex e para fins de divulgação no consolidado os efeitos são eliminados.

13.3.1. Saldos

	Consolidado		Total
	2025	2024	
Ativo	7.194	5.826	5.826
Circulante	7.194	5.826	5.826

CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

13.3.2. Resultado

	Consolidado		Total
	2025	2024	
Venda de energia	111.689	17.669	17.669

CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

14. PROVISÕES PARA DESCOMISSIONAMENTO DE ATIVOS

14.1. Política contábil

Em conformidade com o CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes - e o CPC 27 - Ativo Imobilizado, a Companhia reconhece provisões relacionadas às obrigações de descomissionamento, desmontagem e retirada de ativos ao final de sua vida útil ou quando houver obrigação formal de restaurar as áreas utilizadas. Essas obrigações representam compromissos presentes decorrentes da operação dos ativos e são mensuradas com base no valor presente dos custos estimados para sua liquidação futura, considerando premissas técnicas, ambientais e operacionais estabelecidas pela administração.

Do ponto de vista ambiental, tais obrigações referem-se aos custos necessários para recuperar o meio ambiente para condições ecologicamente similares às existentes antes do início do empreendimento, ou para executar medidas compensatórias previamente acordadas com os órgãos reguladores, quando o retorno integral às condições originais não for possível. Essas obrigações surgem a partir da degradação ambiental inerente às operações ou do momento em que a Companhia assume compromissos formais perante autoridades ambientais.

O descomissionamento compreende a desmontagem e retirada definitiva de ativos quando estes forem permanentemente desativados, seja por paralisação, venda, alienação ou encerramento das operações. Os custos estimados abrangem, principalmente, atividades de desmantelamento, remoção de estruturas, reorganização da área afetada e recomposição ambiental, refletindo a melhor estimativa disponível para a realização das obrigações ao final da vida útil dos ativos.

O valor presente da obrigação é registrado como provisão e, simultaneamente, capitalizado ao custo do ativo correspondente, sendo depreciado ao longo de sua vida útil. A atualização da obrigação ocorre por meio da aplicação da taxa efetiva de desconto utilizada na mensuração inicial, reconhecida no resultado financeiro, em linha com os princípios do CPC 12 - Ajuste a Valor Presente. A taxa de desconto é definida com base nas condições correntes de mercado e em instrumentos financeiros compatíveis com o prazo estimado para o descomissionamento, usualmente referenciados a títulos públicos indexados ao IPCA, como NTN-B, assegurando aderência às práticas previstas no ICPC 12.

As provisões são revisadas trimestralmente, ou sempre que houver alterações relevantes nas estimativas de custos, nos cronogramas de desmobilização ou nas premissas técnicas adotadas pela Administração. Em linha com o ICPC 12, as alterações na mensuração da provisão são refletidas no valor contábil do ativo imobilizado correspondente, quando aplicável. As reduções da provisão são limitadas ao valor contábil do ativo, sendo eventual excedente reconhecido imediatamente no resultado do período. Caso o ajuste implique aumento do valor do ativo, a Companhia avalia a necessidade de realização de teste de recuperabilidade, conforme previsto no CPC 01 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

14.1.1. Composição e movimentação

	Consolidado		Total
	Principal	Ajuste a valor presente	
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—
Adições	2.133.357	(2.080.645)	52.712
Ajuste a valor presente	—	6.655	6.655
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.133.357	(2.073.990)	59.367
Saldo em 31 de dezembro de 2024	—	—	—
Não circulante	2.133.357	(2.073.990)	59.367
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.133.357	(2.073.990)	59.367

15. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

15.1. Capital social subscrito e integralizado

As ações são classificadas como patrimônio líquido. Essas ações dão direito a voto e participação nos resultados da Companhia. Em 31 de dezembro de 2025, o capital subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 1.352.570, equivalentes a 1.352.570.000 (um bilhão trezentos e cinquenta e dois milhões, quinhentas e setenta mil) de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, totalmente subscritas.

	2025 e 2024		%
	Ações ordinárias		
Acionistas	1.352.570.000	100,0	

15.2. Reservas de lucros

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

15.3. 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.

16. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

16.1. Política contábil

16.1.1. 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 e suas Controladas. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia e suas Controladas reconhecem a receita quando:

- i. O valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- ii. É



CTG Brasil

Arinos Energias Renováveis S.A.
CNPJ nº 45.437.504/0001-01



NOTAS EXPLICATIVAS DA DIRETORIA 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)

17.2. Encargos de uso da rede elétrica
17.2.1. Política contábil
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:
i. valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a aproximadamente 80% do encargo da Tust, e
ii. 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.
Os Encargos de conexão representam a remuneração pelo uso das instalações necessárias para conectar uma unidade consumidora ou geradora ao sistema elétrico de distribuição. O valor do encargo é definido pela Aneel, formalizado no Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) e pago pelo agente conectado durante a vigência do contrato.

	Consolidado	
	2025	2024
Tust	20.639	3.310
Encargos de conexão	50	—
	20.689	3.310

18. RESULTADO FINANCEIRO

18.1. 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 e juros entre outras.

	Controladora		Consolidado	
	2025	2024	2025	2024
Receitas				
Rendimento de aplicações financeiras	115	441	6.551	4.206
Variações monetárias	7	—	18	26
Atualização de créditos tributários	7	—	18	26
(-) PIS e COFINS	(6)	(20)	(6)	(20)
	116	421	6.563	4.212
Despesas				
Ajuste a valor presente (AVP)	—	—	(6.655)	—
AVP Descomissionamento de ativos	—	—	(6.655)	—
Outras despesas financeiras	—	(1)	(34)	(48)
	—	(1)	(6.689)	(48)
	116	420	(126)	4.164

19. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E TRIBUTOS DIFERIDOS

19.1. Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido
19.1.1. Política contábil
As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes.
A reconciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	Controladora			Consolidado		
	2025		Total	2024		Total
	IRPJ	CSLL		IRPJ	CSLL	
Resultado antes do IRPJ e CSLL						
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(8.555)	(3.080)	(11.635)	(2.887)	(1.039)	(3.926)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Equivalência patrimonial de controladas	8.547	3.077	11.624	2.817	1.014	3.831
Outras (adições) exclusões permanentes, líquidas	4	—	4	23	—	23
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(4)	(3)	(7)	(47)	(25)	(72)
IRPJ e CSLL correntes	4	3	7	47	25	72
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	4	3	7	47	25	72
Alíquota efetiva	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,2%	0,6%
	Consolidado			Consolidado		
	2025		Total	2024		Total
	IRPJ	CSLL		IRPJ	CSLL	
Resultado antes do IRPJ e CSLL						
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquota pela legislação	(10.059)	(3.621)	(13.680)	(3.302)	(1.189)	(4.491)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	6.013	1.639	7.652	2.101	635	2.736
Outras (adições) exclusões permanentes, líquidas	3	—	3	24	—	24
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(4.043)	(1.982)	(6.025)	(1.177)	(554)	(1.731)
IRPJ e CSLL correntes	4.043	1.982	6.025	1.177	554	1.731
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	4.043	1.982	6.025	1.177	554	1.731
Alíquota efetiva	10,0%	4,9%	15,0%	8,9%	4,2%	13,1%

20. 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:

	Controladora	
	2025	2024
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro líquido do exercício	34.212	11.477
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Ações ordinárias	1.352.570	1.205.237
Resultado básico e diluído por ação	0,02529	0,00952

21. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

21.1. 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.

21.2. Classificação
A Companhia e suas Controladas podem classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:
i. Mensurados ao valor justo através do resultado;
ii. Mensurados ao custo amortizado;
A Diretoria 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 e suas Controladas não operam com derivativos e, também, não aplicam a metodologia denominada contabilidade de operações de *hedge* (*hedge accounting*).
21.3. Reconhecimento e mensuração
As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação - data na qual a Companhia e suas Controladas se comprometem 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 e suas Controladas tenham transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.
21.4. 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.
21.5. Mensuração do valor justo na data da aquisição
A Companhia e suas Controladas mensuram 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 e suas Controladas possam 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. As vendas são efetuadas através dos denominados “contratos bilaterais”, assinados em período posterior ao início das operações 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. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 4.
Todos os contratos têm cláusulas que permitem à Companhia e suas Controladas cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.
21.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial
21.6.1. Considerações gerais
A Companhia e suas Controladas participam 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 estão representados por:

As operações da Companhia e suas Controladas compreendem a geração e a venda de energia elétrica. As vendas são efetuadas através dos denominados "contratos bilaterais", assinados em período posterior ao início das operações 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. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 4.

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

21.6. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

21.6.1. Considerações gerais

A Companhia e suas Controladas participam 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 estão representados por:

		Consolidado				
			2025		2024	
Natureza	Classificação	Hierarquia do valor justo	Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	—	216	216	330	330
Aplicações financeiras	Valor justo por meio do resultado	Nível 2	74.188	74.188	53.974	53.974
Clientes	Custo amortizado	—	5.175	5.175	—	—
Partes relacionadas	Custo amortizado	—	7.194	7.194	5.826	5.826
			86.773	86.773	60.130	60.130
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	—	17.565	17.565	129.618	129.618
Encargos setoriais	Custo amortizado	—	89	89	—	—
			17.654	17.654	129.618	129.618

22. SEGUROS

A CTG Brasil mantém contratos de seguros que englobam a Arinos Renováveis 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
Construção Arinos Energias Renováveis		
Risco operacional	04/09/2025 a 04/09/2026	1.186.666
(*) Não auditados pelos auditores independentes		

23. TRANSAÇÕES NÃO CAIXA

	Consolidado
	2025
Provisão para descomissionamento de ativos	52.712
Compensação de adiantamentos de imobilizado	301.428

DIRETORIA ESTATUTÁRIA			
Lucas Cardoso Sanchez Diretor Executivo	Changjing Li Diretor Executivo	Rodrigo Teixeira Egreja Diretor Executivo	Ana Carolina de Souza Medina Diretora Executiva
Antônio dos Santos Entraut Junior - Contador - CRC PR-068461/O-1			

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da Arinos Energias Renováveis S.A.
Opinião
Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Arinos Energias Renováveis S.A. (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, 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 individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Arinos Energias Renováveis S.A. em 31 de dezembro de 2025, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados 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 individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, 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 individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, 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 e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas
A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, 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 e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.
Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas
Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 individuais e consolidadas, 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 e de suas controladas.
• Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração,
• Concluimos 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 individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
• Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e consequentemente, pela opinião de auditoria.
Comunicamo-nas com os responsáveis pela governança, 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

Deloitte



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI.
Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site:
<https://estadao.estadao.com.br/publicacoes/>

ctgbr.com.br



Somos referência
na geração de
energia limpa com
presença em 10
estados brasileiros.

