



Eletrobras

1T25

Relatório de Resultados



Eletrobras

Videoconferência

Em português com tradução
simultânea para inglês



Quinta-feira,
15 de maio de 2025

09:00 (Brasília)
08:00 (Nova Iorque)
13:00 (Londres)

Dados de acesso para
plataforma Zoom:

[Clique aqui](#)



Fale com o RI

ri@eletrobras.com

www.eletrobras.com.br/ri

As informações financeiras trimestrais intermediárias a seguir foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"), que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e, quando aplicáveis, as regulamentações do órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"),

SUMÁRIO

1.	RESULTADO CONSOLIDADO IFRS E REGULATÓRIO	7
2.	DRE REGULATÓRIA AJUSTADA	9
3.	EBITDA AJUSTADO	10
4.	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	13
5.	INVESTIMENTOS E PROJETOS DE EXPANSÃO	14
6.	ENDIVIDAMENTO	19
7.	EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO	21
8.	FLUXO DE CAIXA	22
9.	DESEMPENHO FINANCEIRO	23
9.1.	Receitas Operacionais	23
9.2.	Custos e Despesas Operacionais	28
9.3.	Participações Societárias	33
9.4.	Resultado Financeiro	34
9.5.	Tributos Correntes e Diferidos	36
10.	DESEMPENHO OPERACIONAL	37
10.1.	Segmento de Geração	37
10.2.	Segmento de Transmissão	40
10.3.	ESG	41
11.	ANEXOS	42
11.1.	Anexo 1 - Demonstrações Contábeis	42
11.2.	Anexo 2 - Nota sobre venda das Térmicas	51
11.3.	Anexo 3 - Nota sobre a Incorporação de Furnas	51
11.4.	Anexo 4 - DRE Regulatória vs. IFRS	52
11.5.	Anexo 5 - EBITDA IFRS	54
11.6.	Anexo 6 - Receita Societária de Geração	55
11.7.	Anexo 7 - Receita Societária de Transmissão	55
11.8.	Anexo 8 - Receita Regulatória de Transmissão - Parcela de Ajuste (PA)	56
11.9.	Anexo 9 - RTP da RAP dos contratos licitados revisados em 2024	58
11.10.	Anexo 10 - 2a RTP da RAP dos contratos prorrogados pela Lei 12.783/2013	59
11.11.	Anexo 11 - Financiamentos e empréstimos concedidos (Recebíveis)	60
11.12.	Anexo 12 - Conciliação Resultado Regulatório x IFRS	61

ELETROBRAS DIVULGA RESULTADOS DO 1º TRIMESTRE DE 2025

Destaques 1T25

- **ROL regulatória:** manteve-se estável em relação ao 1T24, atingindo R\$ 9.708 milhões:
 - (+) crescimento da receita de geração, aumento de 9,9% no preço médio e de 1,0% no volume. O maior volume se deu em função do crescimento da venda tanto no ambiente de contratação livre (ACL) como no ambiente de contratação regulada (ACR).
 - (-) redução da Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 483 milhões em relação ao 1T24 em função da Revisão Tarifária Periódica (RTP 2024), sendo R\$ 328 milhões referentes à Parcela de Ajuste (PA) Postergação.
- **PMSO societário ajustado:** R\$ 1.467 milhões (redução de 8,0% vs. 1T24), refletindo economias ligadas a ganhos de eficiência. No 1T25, o PMSO ajustado foi impactado pelos seguintes efeitos:
 - (a) R\$ 96 milhões relativos aos Programas de Demissão Voluntários (PDVs);
 - (b) R\$ 31 milhões e R\$ 22 milhões em custos de rescisão do 1T25 e do 4T24, respectivamente;
 - (c) R\$ 42 milhões de custos com consultorias jurídicas relacionadas à estratégia de redução de contingências.
- **Energia Comprada para Revenda:** R\$ 1.560 milhões (aumento de 111,6% vs. 1T24), explicado principalmente pela maior liquidação de energia no mercado de curto prazo, fruto do incremento do volume vendido no mercado livre. Vale destacar que as empresas do grupo que apresentaram uma exposição negativa (posição *short*) em volume de energia contabilizam a energia liquidada no mercado de curto prazo na rubrica energia comprada para revenda. Por outro lado, as empresas com exposição positiva (posição *long*) contabilizam a energia liquidada no mercado de curto prazo na receita.
- **Provisões regulatórias ajustadas:** provisão líquida de R\$ 77 milhões, reflexo da redução da inadimplência com a energia vendida para Amazonas Energia, de R\$ 432 milhões no 1T24 para R\$ 56 milhões no 1T25.
- **EBITDA regulatório ajustado:** R\$ 5.377 milhões (queda de 4,1% vs 1T24), refletindo:
 - (a) maior receita de geração;
 - (b) redução dos custos e despesas com pessoal, material, serviços e outros;
 - (c) menores provisões reconhecidas no trimestre;
 - (d) aumento da contribuição dos resultados das participações societárias.

Tais efeitos foram compensados pela menor receita de transmissão e pelos maiores custos com energia comprada para revenda.

Tabela 1 - Ajustes no EBITDA Regulatório (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
EBITDA Regulatório (a)	5.485	5.696	-3,7	5.444	0,8
Total de Ajustes no EBITDA (b)	-108	-91	19,6	-355	-69,5
PMSO	191	33	484,7	292	-34,5
PDV	96	33	194,5	182	-46,9
Custos com rescisão no 1T25	31	0	0,0	69	-54,7
Custos com rescisão no 4T24	22	0	0,0	0	0,0
Consultorias jurídicas relacionadas a estratégia de redução de contingências	42	0	0,0	42	-0,6
Provisão	-166	-118	40,4	-552	-69,9
Provisão para litígios	-99	-139	-28,7	427	-123,2
PECLD - Financiamentos e empréstimos	0	4	-100,0	4	-100,0
Contratos onerosos	-29	-39	-24,7	-251	-88,4
Perdas estimadas em investimentos	-12	15	-181,8	-217	-94,3
Perda estimada por irrecoverabilidade de ativos (Impairment)	0	6	-101,3	-540	-100,0
Provisão para implantação de ações - Empréstimo Compulsório	-26	34	-176,6	23	-209,5
Outras receitas e despesas	-133	-5	2.696,8	-95	40,1
EBITDA Regulatório Ajustado (c) = (a) + (b)	5.377	5.606	-4,1	5.089	5,7

- **Lucro Líquido societário ajustado:** -R\$ 81 milhões (queda de 115,7% vs. 4T24), impactado negativamente pela reversão de R\$ 952 milhões na Chesf de parte do valor reconhecido como remensuração regulatória em 2024 após os processos de Revisão Tarifária Periódica dos contratos de transmissão.
- **Investimentos:** R\$ 912 milhões no 1T25, queda de 25,3% vs. 1T24, devido principalmente à conclusão da implantação do projeto do Parque Eólico Coxilha Negra em abril de 2025.

PRINCIPAIS INDICADORES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Tabela 2 - Destaques Operacionais

	1T25	1T24	Δ%	4T24	Δ%
Geração e Comercialização					
Capacidade Instalada Geração (MW)	44.359	44.304	0,1	44.246	0,3
Garantia Física (MWh) (1)	21.915	22.033	-0,5	21.915	0,0
Geração Líquida (TWh)	45,5	45,1	1,1	30,3	50,2
Energia Vendida ACR (TWh) (2)	10,1	9,8	3,0	9,9	2,5
Energia Vendida ACL (TWh) (3)	23,2	13,8	67,9	18,5	25,2
Energia Vendida Cotas (TWh) (4)	5,7	8,6	-34,0	8,7	-34,7
Preço Médio ACR (R\$/MWh)	214,34	219,81	-2,5	216,07	-0,8
Preço Médio ACL (R\$/MWh)	141,14	199,96	-29,4	170,48	-17,2
Transmissão					
Linhas de transmissão (km)	74.097	73.795	0,4	74.013	0,1
RAP (R\$mm) (5)	17.164	17.702	-3,0	17.095	0,4

(1) A GF reflete: (a) a portaria GM/MME 544/21, que definiu a revisão dos valores de GF das usinas que tiveram renovação da concessão por conta da capitalização (usinas sob regime de Cotas, Tucuruí, Itumbiara, Sobradinho, Mascarenhas de Moraes e Curuá-Una), com significativa redução na GF, valendo a partir de 2023; (b) a portaria GM/MME 709/22, com Revisão Ordinária de GF de usinas hidrelétricas, valendo a partir de 2023, afetando várias usinas de Eletrobras; (c) o aumento da GF da UTE Santa Cruz pelo fechamento do Ciclo Combinado, a partir do despacho ANEEL 481, de 23/fev/23, autorizando o início de operação comercial de nova unidade geradora na usina.

(2) Não inclui cotas.

(3) Inclui os contratos sob Lei 13.182/2015.

(4) Os valores apresentados são de Garantia Física de cotas em GWh.

(5) RAP Homologada para o ciclo regulatório em curso, associada aos módulos ativos ao final de cada período, incluindo os que eram ativos no começo do ciclo mais os que entraram em operação comercial. Inclui contratos de transmissão das empresas Eletrobras Holding, Chesf, CGT Eletrosul, Eletronorte, TMT e VSB.

Tabela 3 - Destaques Financeiros

	1T25	1T24	%	4T24	%
Indicadores Financeiros					
Receita Bruta	12.222	10.571	15,6	13.914	-12,2
Receita Bruta Ajustado	12.222	10.571	15,6	13.914	-12,2
Receita Operacional Líquida	10.414	8.718	19,5	12.025	-13,4
Receita Oper. Líquida Ajustado	10.414	8.718	19,5	12.025	-13,4
Receita Oper. Líquida Regulatória	9.708	9.700	0,1	10.704	-9,3
EBITDA	4.318	4.620	-6,5	5.027	-14,1
EBITDA Ajustado	4.416	4.530	-2,5	4.672	-5,5
EBITDA Regulatório	5.485	5.696	-3,7	5.444	0,8
EBITDA Regulatório Ajustado	5.377	5.606	-4,1	5.089	5,7
Margem EBITDA (%)	41,5	53,0	-11,5pp	41,8	-0,4pp
Margem EBITDA Ajustado (%)	42,4	52,0	-9,5pp	38,9	3,6pp
Retorno sobre o Patrimônio (ROE %)	8,0	3,8	4,1pp	8,5	-0,5pp
Dívida Bruta Ajustada	71.192	59.734	19,2	74.646	-4,6
Dívida Líquida Ajustado	39.272	40.835	-3,8	37.671	4,3
Dív. Líq Aj./ EBITDA LTM Ajustado	1,5	2,2	-30,7	1,5	4,7
Lucro Líquido	-354	331	-207,0	1.112	-131,8
Lucro Líquido Ajustado	-81	447	-118,2	517	-115,7
Investimentos	912	1.221	-25,3	2.775	-67,1

DESTAQUES DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

1. RESULTADO CONSOLIDADO | IFRS E REGULATÓRIO

Tabela 4 - DRE IFRS (R\$ mm)

	1T25			1T24		4T24	
	IFRS	Ajuste	Ajustado	Ajustado	% A/A	Ajustado	% T/T
Geração	6.967	0	6.967	5.933	17,4	7.986	-12,8
Transmissão	5.186	0	5.186	4.559	13,8	5.773	-10,2
Outros	69	0	69	79	-13,4	155	-55,7
Receita Bruta	12.222	0	12.222	10.571	15,6	13.914	-12,2
(-) Deduções da Receita	-1.807	0	-1.807	-1.853	-2,5	-1.889	-4,3
Receita Líquida	10.414	0	10.414	8.718	19,5	12.025	-13,4
Energia revenda, rede, combustível e construção	-3.862	0	-3.862	-2.856	35,2	-5.385	-28,3
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.658	191	-1.467	-1.594	-8,0	-2.040	-28,1
Provisões Operacionais	-126	41	-86	-314	-72,7	-406	-78,9
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	-952	0	-952	0	0,0	0	0,0
Outras receitas e despesas	133	-133	0	0	0,0	0	0,0
EBITDA, antes de Part. Societárias	3.950	99	4.049	3.954	2,4	4.194	-3,5
Participações Societárias	368	0	368	576	-36,1	478	-23,1
EBITDA	4.318	99	4.416	4.530	-2,5	4.672	-5,5
D&A	-1.112	0	-1.112	-997	11,6	-1.033	7,7
EBIT	3.205	99	3.304	3.533	-6,5	3.639	-9,2
Resultado Financeiro	-3.494	173	-3.321	-2.781	19,4	-2.755	20,5
EBT	-289	272	-16	752	-102,2	884	-101,9
Imposto de Renda e Contribuição Social	-65	0	-65	-305	-78,7	-367	-82,3
Lucro Líquido	-354	272	-81	447	-118,2	517	-115,7

Tabela 5 - DRE Regulatória (R\$ mm)

	1T25			1T24		4T24	
	Regulatória	Ajuste	Ajustado	Ajustado	% A/A	Ajustado	% T/T
Geração	7.023	0	7.023	6.365	10,3	8.018	-12,4
Transmissão	4.423	0	4.423	5.110	-13,4	4.419	0,1
Outros	69	0	69	78	-12,4	156	-55,9
Receita Bruta	11.515	0	11.515	11.553	-0,3	12.593	-8,6
(-) Deduções da Receita	-1.807	0	-1.807	-1.853	-2,5	-1.889	-4,3
Receita Líquida	9.708	0	9.708	9.700	0,1	10.704	-9,3
Energia revenda, rede, combustível e construção	-3.152	0	-3.152	-2.390	31,9	-3.757	-16,1
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.664	191	-1.473	-1.607	-8,3	-2.074	-29,0
Provisões Operacionais	89	-166	-77	-544	-85,8	-150	-48,5
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	0	0	0	0	0,0	0	0,0
Outras receitas e despesas	133	-133	0	0	0,0	0	0,0
EBITDA, antes de Part. Societárias	5.114	-108	5.006	5.160	-3,0	4.724	6,0
Participações Societárias	371	0	371	446	-16,8	365	1,7
EBITDA	5.485	-108	5.377	5.606	-4,1	5.089	5,7
D&A	-1.592	0	-1.592	-1.478	7,7	-1.620	-1,7
EBIT	3.893	-108	3.785	4.127	-8,3	3.469	9,1
Resultado Financeiro	-3.656	380	-3.276	-2.870	14,2	-3.035	7,9
EBT	237	272	509	1.258	-59,5	434	17,2
Imposto de Renda e Contribuição Social	-101	0	-101	-370	-72,6	663	-115,3
Lucro Líquido, continuadas	136	272	408	887	-54,0	1.097	-62,8

2. DRE REGULATÓRIA AJUSTADA

Nesta seção encontram-se a reconciliação da DRE Regulatória e Societária, e os ajustes de eventos não recorrentes na DRE Regulatória.

O [Anexo 4](#) deste relatório traz explicações complementares que podem contribuir para uma melhor compreensão dos temas.

Já a reconciliação detalhada entre as Demonstrações de Resultado regulatória e societária está disponível na planilha "Reconciliação da DRE Regulatória e Societária", localizada na página [Informações Financeiras Históricas](#) da Companhia.

Tabela 6 - DRE Regulatória x DRE IFRS (R\$ mm)

	1T25 IFRS	Diferença	1T25 Regulatório	Ajuste de não recorrentes	1T25 Regulatório Ajustado
Geração	6.967	56	7.023	0	7.023
Transmissão	5.186	-763	4.423	0	4.423
Outros	69	0	69	0	69
Receita Bruta	12.222	-707	11.515	0	11.515
(-) Deduções da Receita	-1.807	0	-1.807	0	-1.807
Receita Líquida	10.414	-707	9.708	0	9.708
Construção	-745	745	0	0	0
Energia comprada pra revenda	-1.560	-183	-1.743	0	-1.743
Encargos sobre uso da rede	-996	148	-849	0	-849
Combustível para produção de energia elétrica	-560	0	-560	0	-560
Energia revenda, rede, combustível e construção	-3.862	710	-3.152	0	-3.152
Pessoal	-952	-4	-956	150	-806
Material	-52	0	-52	0	-52
Serviços	-438	0	-438	42	-396
Outros	-217	-3	-219	0	-219
Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.658	-6	-1.664	191	-1.473
Provisões Operacionais	-126	216	89	-166	-77
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	-952	952	0	0	0
Outras receitas e despesas	133	0	133	-133	0
EBITDA, antes de Part. Societárias	3.950	1.164	5.114	-108	5.006
Participações Societárias	368	3	371	0	371
EBITDA	4.318	1.167	5.485	-108	5.377
D&A	-1.112	-479	-1.592	0	-1.592
EBIT	3.205	688	3.893	-108	3.785
Resultado Financeiro	-3.494	-163	-3.656	380	-3.276
EBT	-289	526	237	272	509
Imposto de Renda e Contribuição Social	-65	-36	-101	0	-101
Lucro Líquido, continuadas	-354	489	136	272	408

Ajustes de eventos não recorrentes

Os ajustes, definidos a partir de eventos considerados não recorrentes, estão listados abaixo:

- PMSO, Pessoal: R\$ 150 milhões, sendo R\$ 96,4 milhões com PDVs e R\$ 53,3 milhões com rescisões.
- PMSO, Serviços: R\$ 42 milhões, com consultorias jurídicas ligadas à redução de contingências.
- Provisão Operacional: -R\$ 166 milhões, em provisões para litígios, para implantação de ações ligadas ao empréstimo compulsório, para perdas estimadas em investimentos e por irrecoverabilidade de ativos, e com correção de contratos onerosos.
- Outras Despesas e Receitas: -R\$ 133 milhões, onde toda a linha é ajustada, referente a R\$ 48 milhões pela alienação da UTE Santana que estava desativada e R\$ 85 milhões provenientes de acordo com fornecedores.
- Resultado Financeiro: R\$ 380 milhões, ligado à atualização monetária de empréstimo compulsório e litígios.

3. EBITDA AJUSTADO

EBITDA Regulatório Ajustado

No 1T25, o **EBITDA regulatório ajustado** totalizou R\$ 5.377 milhões, uma redução de R\$ 229 milhões em relação ao 1T24, refletindo a menor receita de transmissão, os maiores custos com energia comprada para revenda e a menor contribuição dos resultados das participações societárias, que foram parcialmente compensados pelo aumento da receita de geração, redução dos custos e despesas com PMSO e menor volume de provisões reconhecidas no trimestre.

Vale destacar que a queda do EBITDA também pode ser explicada pelo resultado financeiro negativo na CCEE devido ao maior volume liquidado, que teve um efeito líquido negativo causado principalmente pela diferença de preço da energia entre os submercados. O maior volume comercializado no mercado livre faz parte da estratégia que priorizou uma maior contratação no 1T25, em detrimento da manutenção de volume de energia descontratada para o restante do ano.

Cabe destacar que essa estratégia de otimização do portfólio de energia considerou o balanço de riscos para o cenário prospectivo de atendimento a oferta e demanda do mercado ao longo do ano, sendo continuamente revisitada e calibrada.

Tabela 7 - EBITDA Regulatório Ajustado (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Receita Líquida (1)	9.708	9.700	0,1	10.704	-9,3
- Energia revenda, encargos de rede, combustível	-3.152	-2.390	31,9	-3.757	-16,1
- Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.473	-1.607	-8,3	-2.074	-29,0
- Provisões Operacionais (1)	-77	-544	-85,8	-150	-48,5
- Outras receitas e despesas	0	0	0,0	0	0,0
+ Participações Societárias	371	446	-16,8	365	1,7
EBITDA Regulatório Ajustado	5.377	5.606	-4,1	5.089	5,7

(1) Reconhece o valor de R\$ 432 milhões no 1T24 referente à receita proveniente da Amazonas Energia. Em função da inadimplência, esses saldos são inteiramente reconhecidos, também, nas provisões operacionais. No 4T24 e no 1T25, o faturamento das térmicas foi reconhecido, sem nenhum provisionamento correspondente. Como parte do faturamento de Balbina continuou e continua inadimplente, foi provisionado o valor de R\$ 32 milhões no 4T24 e R\$ 56 milhões no 1T25.

A receita de geração foi de R\$ 7.023 milhões no 1T25, aumento de R\$ R\$ 658 milhões frente ao 1T24. O crescimento foi impulsionado, essencialmente, pelas maiores receitas no ambiente de contratação livre (ACL) de R\$ 753 milhões e no ambiente de contratação regulada (ACR) de R\$ 263 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas menores receitas das usinas cotistas de R\$ 268 milhões e do mercado de curto prazo de R\$ 89 milhões.

O aumento de receita foi acompanhado pelos maiores custos associados à geração, de R\$ 762 milhões, atingindo R\$ 3.152 milhões no 1T25. Destacam-se os gastos com energia comprada para revenda e com combustível para produção de energia elétrica, que aumentaram R\$ 830 milhões e R\$ 54 milhões, respectivamente, enquanto os gastos com encargos de uso de rede recuaram R\$ 123 milhões.

Ainda no segmento de geração, destaca-se a evolução dos recebimentos ligados à energia vendida pelas térmicas da Eletrobras e pela UHE Balbina à Amazonas Energia (AmE), após a retomada de seu reconhecimento no 3T24. No 1T25, a receita bruta regulatória com a energia vendida pelas térmicas e Balbina foi de R\$ 1,3 bilhão. Cerca de 88% desse valor foi faturado como Contrato de Energia de Reserva (CER) e recebido por meio de Encargo de Energia de Reserva. Vale destacar que no 1T25 não há mais volume a ser convertido em CER. Os 12% restantes faturados contra a AmE estão distribuídos em 2 categorias:

- (a) contratos de venda de térmicas classificadas como produtores independentes (PIEs) e que foram pagos pela AmE (3% do total);
- (b) energia vendida pela UHE Balbina (9% do total).

A única parcela inadimplida no trimestre, de R\$ 56 milhões, refere-se a cerca de 48% da energia vendida pela UHE Balbina, o que explica a diferença entre a receita bruta regulatória e societária. No ambiente societário, esse faturamento não foi reconhecido como receita, enquanto no regulatório foi contabilizado e integralmente provisionado.

Tabela 8 - Amazonas Energia (R\$ mm)

	Regulatório	Societário
Receita Bruta, UHE Balbina	118	62
Adimplido	62	62
Inadimplido	56	0
Provisão, UHE Balbina	-56	0

A **receita de transmissão** foi de R\$ 4.423 milhões no 1T25, redução de R\$ 687 milhões frente ao 1T24. A queda é explicada principalmente pelas reduções da Receita Anual Permitida (RAP) e da Parcela de Ajuste (PA), reposicionadas após os processos de Reajuste Tarifário Periódico (RTP) e Reajuste Anual (RA) para o ciclo regulatório de 2024-2025, iniciado em julho de 2024.

Os **gastos com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO)** foram reduzidos em R\$ 134 milhões, totalizando R\$ 1.473 milhões no 1T25. A queda do PMSO refletiu os ganhos obtidos com as diversas iniciativas adotadas pela Companhia visando ganho de eficiência no quadro de pessoal, além de ajustes em processos e na estrutura organizacional.

As **provisões**, por sua vez, caíram de R\$ 544 milhões no 1T24 para R\$ 77 milhões no 1T25. A redução de R\$ 467 milhões refletiu essencialmente a forte queda da inadimplência sobre a venda de energia para Amazonas Energia de R\$ 432 milhões no 1T24 para R\$ 56 milhões no 1T25, considerando que a energia vendida tanto por térmicas quanto pela UHE Balbina foi inadimplida em 2024, enquanto em 2025 isso se restringiu apenas à parcela da energia vendida por Balbina.

Por fim, o **resultado das participações societárias detidas** foi de R\$ 371 milhões no 1T25, superior em R\$ 75 milhões se comparado ao 1T24.

EBITDA IFRS Ajustado

O **EBITDA IFRS Ajustado** atingiu R\$ 4.416 milhões no 1T25, redução de 2,5% em relação ao 1T24.

O incremento da receita de transmissão e de geração, e as reduções das despesas de PMSO e das provisões não foram suficientes para compensar o aumento com os gastos de energia comprada para revenda e a menor contribuição do resultado das participações societárias.

Tabela 9 - EBITDA IFRS Ajustado (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Receita Líquida	10.414	8.718	19,5	12.025	-13,4
- Energia revenda, encargos de rede, combustível	-3.862	-2.856	35,2	-5.385	-28,3
- Remensuração Regulatória - Contratos de Transmissão	-952	0	0,0	0	0,0
- Pessoal, Material, Serviços e Outros	-1.467	-1.594	-8,0	-2.040	-28,1
- Provisões Operacionais	-86	-314	-72,7	-406	-78,9
- Outras receitas e despesas	0	0	0,0	0	0,0
+ Participações Societárias	368	576	-36,1	478	-23,1
EBITDA IFRS Ajustado	4.416	4.530	-2,5	4.672	-5,5

A tabela com a construção do EBITDA de acordo com a Resolução CVM 156 de 2022 encontra-se no [Anexo 5](#) deste documento.

4. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

As empresas Eletrobras venderam 39,0 TWh de energia no 1T25, aumento de 20,9% em relação aos 32,3 TWh negociados no 1T24. Os volumes vendidos incluem a energia das usinas sob o regime de cotas, renovadas pela Lei 12.783/2013, bem como das usinas sob regime de exploração ACL e ACR, e de Sociedades de Propósito Específico - SPEs, consolidadas (UHEs Teles Pires, a partir de out/23; Baguari, a partir de out/23; Retiro Baixo, a partir de nov/23; e Santo Antônio a partir de nov/23).

Tabela 10 - Balanço Energético 1T25 (MWmed)

	2025		2026		2027	
Recursos sem impacto no balanço (1)	964		0		0	
Recursos (A)	16.213		16.621		17.692	
Recursos Próprios (2) (3) (4) (5)	14.155	15.418	15.418	16.570	16.570	16.570
Hidráulico	13.915	15.161	15.161	16.313	16.313	16.313
Eólico	240	257	257	257	257	257
Compra de Energia(6)	2.058	1.204	1.204	1.122	1.122	1.122
Limite =>	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Vendas (B)	11.180	13.680	9.003	11.003	6.820	8.320
ACR – Exceto cotas	3.424		3.503		3.070	
ACL – Contratos Bilaterais + Mercado de Curto Prazo realizado (range)(6)	7.756	10.256	5.500	7.500	3.750	5.250
Preços Médios Contratos realizados						
Limite =>	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
Preço Médio de Contratos de Venda (ACR e ACL - R\$/MWh)	170	180	185	205	190	220
Saldo (A - B)	5.032	2.532	7.618	5.618	10.873	9.373
Saldo considerando estimativa de hedge (9)	2.500	0	4.859	2.859	7.904	6.404
Energia Descontratada considerando estimativa de hedge (9)	15%	0%	29%	17%	45%	36%

Contratos celebrados até 31/03/2025.

Cabe ressaltar que no balanço estão sendo consideradas as SPEs consolidadas pela Eletrobras: UHE Santo Antônio (a partir do 3T22), UHEs Baguari e Retiro Baixo (a partir do 4T23), seja nos recursos, nas vendas ou nos preços médios. Da mesma forma está sendo considerada a SPE consolidada pela Eletronorte: UHE Teles Pires (a partir do 4T23).

1. Não estão incluídos no balanço, seja nos recursos, requisitos (vendas) ou preços médios, os contratos dos Produtores Independentes de Energia (PIEs) advindos do processo de desverticalização da Amazonas Distribuidora, os contratos das usinas térmicas por disponibilidade e as Cotas de Garantia Física. Esses recursos estão apresentados apenas em 2025, e desconsiderados, por conta de desinvestimentos, para os anos seguintes.
2. Nos Recursos Próprios estão incluídas as usinas da descotização (novos PIEs) e as Novas Outorgas (Sobradinho, Itumbiara, Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes). Para os empreendimentos hidrelétricos, foi considerada uma estimativa de GFIS2, ou seja, a Garantia Física considerando os Fatores de Ajustes em função das Perdas Internas, Perdas na Rede Básica e Disponibilidade e ajustes devido às particularidades do portfólio.
3. Estão considerados os valores revistos de Garantia Física conforme definido na Portaria Nº 709/GM/MME, de 30 de novembro de 2022.
4. Com a descotização, as usinas atualmente em regime de cotas passam a ter uma nova concessão sob o regime de Produtor Independente de Energia (PIE), ocorrendo de forma gradual em um período de 5 anos a partir de 2023. Os valores de Garantia Física foram definidos na Portaria GM/MME Nº 544/21.
5. Consideradas as novas outorgas de concessão a partir de 2023 para as usinas de Sobradinho, Itumbiara, Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, cujos valores de Garantia Física foram definidos na Portaria GM/MME Nº 544/21.
6. Os saldos incluem transações *intercompany*, com efeitos nas linhas de compra de energia e vendas no ACL, nas seguintes quantidades: aproximadamente 800 MWmed em 2025, aproximadamente 200 MWmed em 2026 e 2027 e aproximadamente 150 MWmed em 2028.

Tabela 11 - Cotas de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas (MWmed)

	2025	2026	2027
Cotas de Garantia Física	2.626	1.313	0

7. Não está incluída aqui a Garantia Física da UHE Jaguari, de 12,7 MWmed, cuja concessão está sob administração provisória da Eletrobras.

8. A descotização ocorre de forma gradual em um período de 5 anos a partir de 2023. Os valores de Garantia Física considerados a partir de 2023 foram os definidos na Portaria GM/MME Nº 544/21.

9. Os valores apresentam uma estimativa da energia descontratada. Para o ano 2025 considerou-se o valor estimado, de 83,5%. Para os demais anos considerou-se um valor médio histórico de GSF, de 2019 a 2024, de 82,7%. Fonte: CCEE, obtido no site da CCEE, no seguinte link: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-geracao>, na opção MRE no painel. Cabe ressaltar que trata-se apenas de uma estimativa, baseada em fatos ocorridos no passado.

5. INVESTIMENTOS E PROJETOS DE EXPANSÃO

Os investimentos no 1T25 somaram R\$ 912 milhões, sendo R\$ 655 milhões em transmissão, R\$ 167 milhões em geração, R\$ 43 milhões em infraestrutura e R\$ 47 milhões na área ambiental.

O valor investido em infraestrutura apresentou as seguintes destinações: 53% para iniciativas socioambientais, 20% para tecnologia da informação, 17% para bens imóveis e 10% para bens móveis. Na área socioambiental destaca-se os investimentos relativos à manutenção de licenças de operação de usinas e subestações, monitoramentos sismológico, da qualidade da água e da fauna, e indenizações fundiárias.

Tabela 12 - Investimentos Realizados (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Geração Corporativo	167	502	-66,8	827	-79,9
Implantação /Ampliação	37	298	-87,7	283	-87,1
Manutenção	130	204	-36,4	543	-76,1
Transmissão Corporativo	655	627	4,6	1.442	-54,5
Ampliação	54	4	1.420,7	136	-60,3
Reforços e Melhorias	596	599	-0,4	1.266	-52,9
Manutenção	5	24	-78,9	40	-87,1
Infraestrutura	43	19	127,6	381	-88,6
Ambiental	47	69	-31,6	126	-62,8
SPEs	0	5	-100,0	0	0,0
Geração - Aportes	0	0	0,0	0	0,0
Geração - Aquisição	0	0	0,0	0	0,0
Transmissão - Aportes	0	5	-100,0	0	0,0
Transmissão - Aquisição	0	0	0,0	0	0,0
Total	912	1.221	-25,3	2.775	-67,1

Geração

Os investimentos em geração totalizaram R\$ 167 milhões no 1T25, frente a R\$ 502 milhões no 1T24.

A redução é explicada principalmente pelos menores gastos com ampliação da CGT Eletrosul, reflexo da implantação do Parque Eólico de Coxilha Negra, à medida que o projeto se aproxima de sua conclusão.

No 1T25, os gastos estão distribuídos da seguinte forma:

Tabela 13 - Investimentos em Geração ¹

Geração (R\$ mm)	1T25	1T24	%
Manutenção	130	204	-36,4
Eletrobras Holding	23	28	-20,0
Eletronorte	30	78	-61,8
Chesf	77	98	-20,8
CGT Eletrosul	0	1	-60,3
Ampliação	37	298	-87,7
Eletrobras Holding	0	3	-97,6
Eletronorte	0	1	-80,8
Chesf	3	2	35,6
CGT Eletrosul	33	291	-88,6
Total	167	502	-66,8

- **Manutenção:** R\$ 77 milhões pela Chesf na substituição de equipamentos nas usinas Paulo Afonso IV, Sobradinho e Luiz Gonzaga; R\$ 30 milhões pela Eletronorte, com destaque para as UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Samuel, e R\$ 23 milhões pela Eletrobras, destacando-se as UHEs Porto Colômbia, Itumbiara, Corumbá, Batalha e Mascarenhas de Moraes.
- **Ampliação:** R\$ 33 milhões pela CGT Eletrosul na ampliação do Parque Eólico de Coxilha Negra, com início da operação comercial dos aerogeradores no 3T24, e R\$ 3 milhões pela Chesf para a usina eólica de Casa Nova B.

¹ Para mais informações sobre a Composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

Transmissão

Os investimentos em transmissão totalizaram R\$ 655 milhões no 1T25, com destaque para os investimentos em reforços e melhorias (R&M) que atingiram R\$ 596 milhões, patamar estável em relação ao 1T24. Os investimentos em ampliações atingiram R\$ 54 milhões, reflexo do avanço das atividades em linhas de transmissão e subestações referentes aos lotes vencidos nos leilões dos últimos anos.

No 1T25, os gastos estão distribuídos da seguinte forma:

Tabela 14 - Investimentos em Transmissão¹

Transmissão (R\$ mm)	1T25	1T24	%
Reforços e Melhorias	596	599	-0,4
Eletrobras Holding	209	143	46,4
Eletronorte	107	194	-45,0
Chesf	228	188	21,4
CGT Eletrosul	52	74	-29,6
Manutenção	5	24	-78,9
Eletrobras Holding	0	6	-93,6
Eletronorte	2	15	-86,1
Chesf	0	0	0,0
CGT Eletrosul	3	3	-19,5
Ampliação	54	4	n.m.
Eletrobras Holding	7	2	245,7
Eletronorte	47	1	n.m.
Chesf	0	1	-67,0
CGT Eletrosul	0	0	0,0
Total	655	627	4,6

- **Eletrobras Holding:** R\$ 209 milhões, sendo R\$ 158 milhões de grande porte e R\$ 51 milhões de pequeno porte, com destaque para as Subestações (SEs) Poços de Caldas, Itaberá, Araraquara, Brasília, Adrianópolis, Viana e Ivaiporã.
- **Eletronorte:** R\$ 107 milhões, sendo R\$ 61 milhões de grande porte e R\$ 46 milhões de pequeno porte, com destaque para as SEs Marabá, Colinas, Imperatriz, Vila do Conde e Porto Velho.
- **Chesf:** R\$ 228 milhões, sendo R\$ 123 milhões de grande porte e R\$ 105 milhões de pequeno porte, com destaque para as SEs Delmiro Gouveia, Messias, Jardim e Teresina, Bongü, Poções, Piauí, Jacareacanga e Jardim.
- **CGT Eletrosul:** R\$ 52 milhões, sendo R\$ 36 milhões de grande porte e R\$ 16 milhões de pequeno porte, com destaque para as SEs Curitiba, Areia, Blumenau, Gravataí e Assis.

¹ Para mais informações sobre a Composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

Projetos de Expansão - Transmissão

Empreendimentos de Grande Porte

- **Amostragem:** 240 projetos¹, incluindo o projeto de Revitalização do Sistema HVDC de Itaipu. Ao longo do 1T25, a amostra foi reduzida de 241 para 240 empreendimentos, devido à 9 exclusões, sendo 8 energizados e 1 revogado, e à adição de 8 novas autorizações emitidas pelo regulador.
- **Investimento estimado:** R\$ 13,1 bilhões (excluindo o projeto de Revitalização do Sistema HVDC de Itaipu, dado que a Eletrobras é responsável apenas por sua execução, não se beneficiando de receita associada e sendo integralmente reembolsada pelo valor desembolsado).
- **RAP adicional associada:** R\$ 1,8 bilhão entre 2025-2030.
- **Leilões:** destacam-se as seguintes SPEs (Sociedades de Propósito Específico): Nova Era Janapu, que já fazia parte da amostra desde o 2T24; Nova Era Catarina, Nova Era Ceará, Nova Era Integração e Nova Era Teresina, incluídas no 3T24². Além disso, a amostra também inclui um lote arrematado no leilão 01 de 2022, vencido pela Eletronorte.

Empreendimentos de Pequeno Porte

- **Amostragem:** dados do Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR).
- **Empreendimentos:** 9.635 eventos de pequeno porte, em implantação ou a serem implantados, sendo 9.077 de melhoria e 558 de reforço.

Projetos de Expansão - Geração

Dois projetos estão em fase de construção e, quando concluídos, adicionarão cerca de 330 MW à capacidade instalada da Eletrobras.

Parque Eólico Coxilha Negra (302,4 MW de capacidade, localizado no Rio Grande do Sul)

- **Investimento estimado: R\$ 2,4 bilhões**
 - Conclusão da montagem dos 72 aerogeradores.
 - Em 31/03/2025, 63 aerogeradores estavam operando comercialmente e outros 8 em teste.
 - Em 04/04/2025, o último aerogerador foi comissionado, iniciando sua operação em teste.
- **Implantação concluída em abril/2025**
 - Operação em teste foi iniciada em fevereiro de 2024, com início da operação comercial de forma escalonada em julho de 2024. Ao final do 1T25, havia 71 aerogeradores em operação e 1 em implantação, tendo este iniciado os testes em abril de 2025 após sua conclusão.
 - Atualmente, estão em andamento as etapas finais do projeto, incluindo a resolução de pendências documentais e operacionais do parque eólico e do sistema de transmissão de uso exclusivo, bem como a desmobilização do canteiro de obras e a recuperação de áreas degradadas. Tais atividades não comprometem a operação do empreendimento e estão previstas contratualmente.

¹ Referentes a reforços, melhorias e empreendimentos de leilão. Considera os projetos cadastrados no Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET) da ANEEL. Os projetos são incluídos quando adicionados ao sistema, e excluídos quando são cancelados ou entram em operação comercial. Os 240 empreendimentos adicionarão cerca de 2.400 km de LT e 12.000 MVA em subestações.

² Cada uma das 5 SPEs constituídas detém os contratos assinados nos leilões de transmissão dos últimos anos. A SPE Nova Era Janapu detém o contrato Nº 09/2023-ANEEL do 4º lote do leilão 01-2023; a SPE Nova Era Teresina detém o contrato Nº 04/2024-ANEEL do 1º lote do leilão 01-2024; a SPE Nova Era Ceará detém o contrato Nº 06/2024-ANEEL do 3º lote do leilão 01-2024; a SPE Nova Era Integração detém o contrato Nº 08/2024-ANEEL do 5º lote do leilão 01-2024; e a SPE Nova Era Catarina detém o contrato Nº 12/2024-ANEEL do 9º lote do leilão 01-2024.

Usina Eólica Casa Nova B (27 MW de capacidade, localizado na Bahia)

- **Investimento estimado: R\$ 151 milhões**
- **Avanço físico de implantação: 86%**
 - Considera as duas fases do projeto: Casa Nova A, que representa 60% do projeto, está 100% concluída; Casa Nova B, que representa os outros 40%, encontra-se 66% concluída.
 - **Obras físicas:** finalização e ajustes nos acessos aos aerogeradores, colocação de placas de identificação no trajeto dos cabos, realização de ensaios e testes de tensão nos cabos de potência.
- **Outros avanços:**
 - Implantação e energização de banco de capacitores na Subestação de Casa Nova II, em atendimento às demandas do ONS e da ANEEL.
- **Previsão de início da operação:** 3T27, podendo ocorrer antecipadamente caso haja disponibilidade de acesso no sistema de transmissão. Ressalta-se que tal disponibilidade depende exclusivamente de fatores técnicos externos à Companhia por se tratarem de projetos de outros agentes.

6. ENDIVIDAMENTO

A dívida líquida totalizou R\$ 39,27 bilhões no 1T25, aumento de R\$ 1,60 bilhão em relação ao 4T24 e redução de R\$ 1,56 bilhão comparada ao 1T24. A relação Dívida líquida/EBITDA LTM regulatório ajustado dos últimos 12 meses foi de 1,7x no 1T25, 1,6x no 4T24 e de 1,8x no 1T24.

Como resultado da gestão de passivos e do aumento de 200 bps da taxa de juros básica (Selic), o prazo médio da dívida consolidada da Companhia foi alongado em 12,6 meses e o custo médio total passou de CDI + 0,93% a.a. para CDI + 0,15% a.a. no 1T25, quando comparado ao 1T24.

No 1T25, destaca-se o vencimento em fevereiro do *Bond* 2025 no valor de US\$ 500 milhões. Quanto às captações, o destaque no 1T25 foi a emissão pela subsidiária Eletronorte de dívida bancária no valor de R\$ 500 milhões, equivalente a US\$ 86,5 milhões para reforço de caixa, com taxa SOFR + 0,45%, e *swap* para CDI + 0,44% a.a., com vencimento em 01/03/2026.

Tabela 15 - Dívida Líquida (R\$ mm)

	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2024
(+) Dívida Bruta	70.890	75.621	59.541
(+) Derivativos (hedge cambial) Líquido	302	-974	193
(-) (Caixa e Equivalente de caixa + Títulos e Valores Mobiliários Circulante)	30.281	35.524	17.327
(-) Caixa Restrito para Empréstimos e Financiamentos	994	813	918
(-) Financiamentos a Receber	644	639	654
Dívida Líquida	39.272	37.671	40.835

Gráfico 1 - Empréstimos e Financiamentos a Pagar (R\$ bilhões)

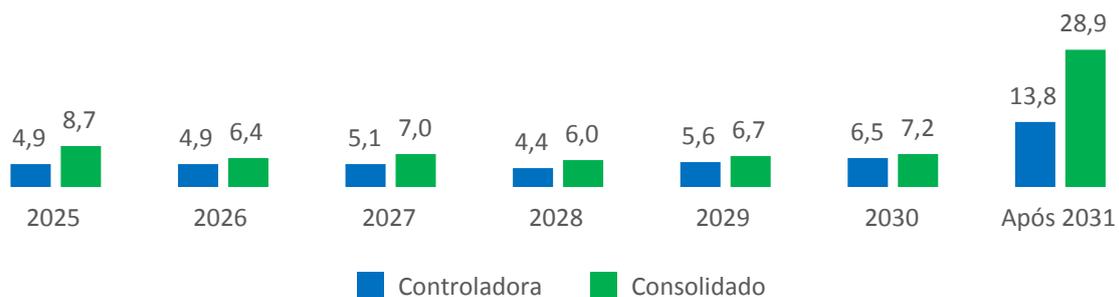


Tabela 16 - Composição da Dívida Bruta

Credor	Indexador	Custo Médio (ao ano)	Saldo Total (R\$ milhões)	Participação sobre Total (%)
Debêntures e Nota comercial	CDI	CDI + 0,09% a 2,20%	24.102	34,0
Debêntures e Nota comercial	IPCA	IPCA + 3,75% a 7,029%	15.680	22,1
BNDES	TJLP, IPCA, Taxa pré-fixada	IPCA + 5,38% a 6,41%; TJLP a TJLP + 3,28%	6.296	8,9
Banco do Brasil	CDI, IPCA, TJLP	TJLP + 1,89% a 2,13%, CDI + 2% até 2,25%, IPCA + 6,56%	2.059	2,9
Banco do Nordeste do Brasil	IPCA, TFC	IPCA + 2,33% a 6,56%, 2,94% a 9,5%	1.485	2,1
Caixa Econômica Federal	IPCA	IPCA + 6,56%	1.483	2,1
Bradesco	IPCA, CDI	IPCA + 6,56%; CDI + 2,09% a 2,17%	1.344	1,9
Itaú	IPCA, CDI	IPCA + 6,56%; CDI + 0,30% a 2,28%	503	0,7
Demais credores	CDI, IPCA, TJLP, Taxa pré-fixada	CDI + 0,19% a 2,20%, IPCA + 6,56%; 2,94% a 10%; TJLP + 5%	5.588	7,9
Moeda Estrangeira - Bônus e demais dívidas	USD	1,40% a 4,63%	11.638	16,4
Moeda Estrangeira - demais dívidas	EUR	2,00% a 4,4212%	712	1,0
TOTAL			70.890	100,0

*Destaca-se que a Companhia realizou operações de hedge cambial para algumas das dívidas em moeda estrangeira, as quais com suas respectivas taxas equivalentes (pós hedge) atreladas ao CDI encontram-se a seguir:

Bonds 2025 - 97,41% do CDI; *Bonds 2030* - CDI + 1,70% a.a.; *Bonds 2035* - 122,59% do CDI; Citibank - CDI + 0,19% a 1,70% a.a.; Itaú - CDI + 0,30% a.a.

** Exposição ao BNDES considera apenas contratos da linha BNDES direto.

7. EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

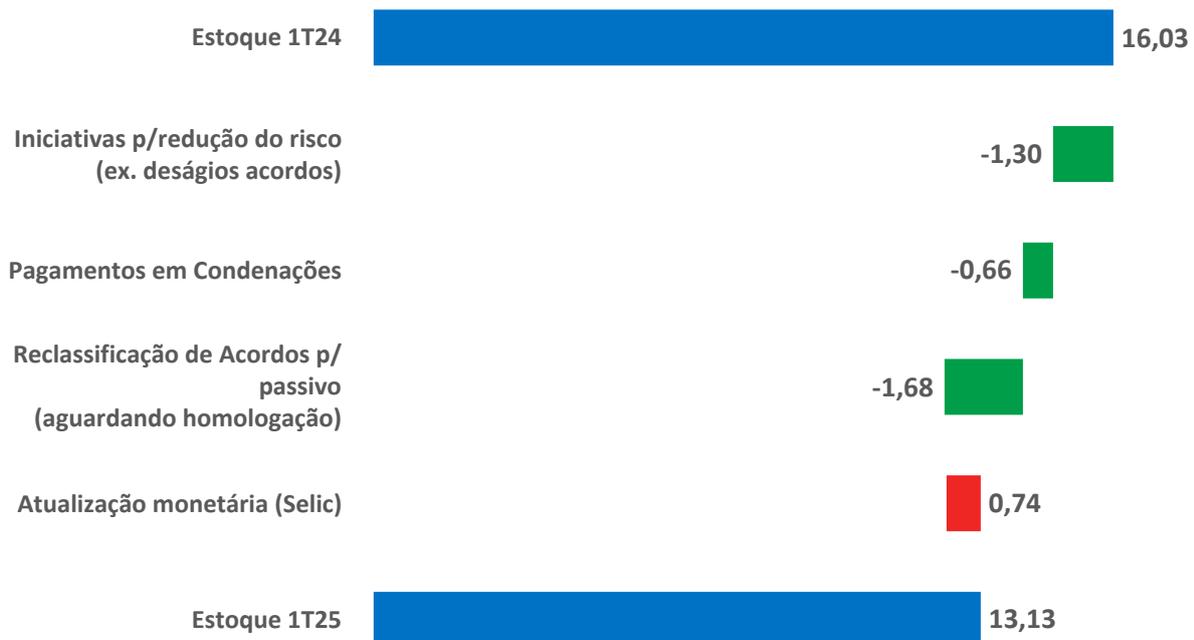
A Eletrobras tem implementado medidas para reduzir os riscos associados aos processos judiciais relacionados ao empréstimo compulsório sobre energia elétrica (ECE), que envolvem a correção monetária de créditos escriturais. Para isso, a Companhia tem fortalecido sua estratégia de defesa judicial e buscado acordos com deságios e quitação plena das ações.

Como resultado das negociações:

- o estoque de provisões foi reduzido em R\$ 447 milhões na comparação com o 4T24 e em R\$ 2,9 bilhões quando comparado com o 1T24, totalizando R\$ 13,1 bilhões no 1T25, devido principalmente aos acordos firmados;
- reversão líquida de R\$ 201 milhões devido aos acordos celebrados e às decisões favoráveis no 1T25;
- como resultado da redução de estoque de provisão, foi registrada uma queda na despesa financeira relativa à atualização monetária, de R\$ 207 milhões no 1T24 e R\$ 175 milhões no 4T24, para R\$ 173 milhões no 1T25;

Desta forma, considerando desde o 3T22, quando as negociações foram iniciadas, o estoque de provisões relacionadas a esse conjunto de ações caiu de R\$ 25,8 bilhões para os atuais R\$ 13,1 bilhões, uma redução de R\$ 12,7 bilhões, mesmo considerando a atualização monetária acumulada de R\$ 2,5 bilhões no período. Além disso, os acordos celebrados também permitiram a eliminação de R\$ 8,5 bilhões em riscos judiciais considerados "*off balance*", sendo R\$ 791 milhões classificados como possíveis e R\$ 7,7 bilhões como remoto. Essas reduções estão alinhadas à estratégia da Companhia de reduzir seus passivos judiciais legados.

Gráfico 2 - Estoque total provisão de empréstimo compulsório (R\$ bilhões)



8. FLUXO DE CAIXA

No 1T25, os recursos gerados pelas atividades operacionais alcançaram R\$ 6,0 bilhões, aumento de R\$ 2,7 bilhões em relação aos R\$ 3,3 bilhões registrados no 1T24. Merece destaque o recebimento de aproximadamente R\$ 1,0 bilhão referente à energia vendida pelas térmicas para Amazonas Energia no 1T25, parcela que havia sido inadimplida no 1T24.

A geração operacional de caixa no 1T25 foi utilizada para:

- dividendos (R\$ 2,2 bilhões),
- pagamento do serviço da dívida (R\$ 1,9 bilhões),
- realização de investimentos (R\$ 1,9 bilhão),
- pagamento de litígios (R\$ 0,5 bilhão).

Tabela 17 - Fluxo de Caixa (R\$ bilhões)

	1T25	1T24	Δ%
EBITDA Regulatório Ajustado, antes de Part. Societária	5,01	5,16	-3,0
Ajuste do EBITDA	0,11	0,09	19,6
Imposto de Renda e Contribuição Social	-0,24	-0,32	-26,0
Capital de Giro	1,77	-0,89	-299,9
Encargos da Privatização	-0,89	-0,85	4,8
Dividendos Recebidos	0,28	0,14	91,8
Fluxo de Caixa Operacional	6,04	3,34	80,9
Investimentos *	-1,87	-1,82	2,5
Fluxo de Caixa Livre	4,17	1,52	174,8
Serviço da Dívida	-1,91	-1,54	24,6
Litígios	-0,53	-0,24	117,4
Cauções e Depósitos Vinculados	-0,51	-0,21	145,6
Pagamento de Previdência Complementar	-0,02	-0,12	-86,0
Captação líquida de recursos **	-4,46	-0,63	612,0
Recebimento de empréstimos e encargos financeiros	0,00	0,00	-72,0
Alienação de Investimento em Participações Societárias	0,01	0,00	649,3
Dividendos e Recompra de Ações	-2,19	0,00	n.m.
Caixa Líquido Livre	-5,43	-1,21	348,1
Varição de Caixa Restrito (curto e longo prazo)	-0,27	-0,64	-58,3
Varição de Aplicações Financeiras (longo prazo)	-0,01	0,00	n.m.
Caixa Líquido	-5,71	-1,85	208,2

*Exclui aportes de geração.

**Captação líquida de recursos: captação de dívida, líquida de despesas com emissão.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

9. DESEMPENHO FINANCEIRO

9.1. Receitas Operacionais

Receita Regulatória de Geração

A receita regulatória ajustada foi de R\$ 7.023 milhões no 1T25, R\$ 56 milhões inferior à receita de geração ajustada IFRS. Essa diferença reflete o tratamento da parte do faturamento com Amazonas Energia, relacionado aos valores inadimplidos pela energia vendida pela UHE Balbina.

Receita de Geração por Ambiente de Contratação

Na comparação do 1T25 x 1T24 x 4T24 não há efeitos de M&As.

Desconsiderando a parcela com construção, a receita regulatória ajustada com venda de energia em todos os ambientes de contratação totalizou R\$ 7.023 milhões no 1T25, representando um aumento de R\$ 658 milhões na comparação com o 1T24.

Os destaques positivos foram os aumentos de R\$ 753 milhões e R\$ 263 milhões nos ambientes de contratação livre e no mercado regulado, respectivamente. Em contrapartida, houve redução de R\$ 268 milhões na receita com vendas de energia de O&M de usinas cotistas. Por fim, a receita no mercado de curto prazo apresentou uma queda de R\$ 89 milhões, refletindo o menor volume liquidado nesse ambiente.

No 1T25, a receita subiu 10,3% em relação ao 1T24, devido ao aumento de 10,4% no preço médio e de 1,0% no volume.

O acréscimo de 211 MWm no volume total foi explicado principalmente pelos aumentos de 2.717 MWm no mercado livre e de 401 MWm no mercado regulado, mais que compensando as reduções de 1.485 MWm de energia liquidada no mercado de curto prazo e de 1.422 MWm com energia comercializada sob o regime de cotas.

Tabela 18 - Receita Geração por Ambiente de Contratação (R\$ mm)

Receita Geração	Volume (MWmed) (a)			Preço (R\$/MWh) (b)			Receita Regulatória (c) = (a) x (b)		
	1T25	% A/A	% T/T	1T25	% A/A	% T/T	1T25	% A/A	% T/T
(+) Mercado Regulado	4.638	9,5	13,8	299	1,2	-8,5	3.000	9,6	1,8
Existentes	3.667	10,7	21,8	216	3,2	-9,1	1.708	13,0	8,3
M&A's (4)	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
Extensão Tucuruí	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
Térmicas	971	5,0	-8,8	616	1,4	5,8	1.292	5,4	-5,6
(+) Mercado Livre	9.022	43,1	11,0	148	-4,5	-10,0	2.892	35,2	-2,3
Existentes	9.022	43,1	11,0	148	-4,5	-10,0	2.892	35,2	-2,3
M&A's (4)	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
(+) O&M (Quotas)	2.521	-36,1	-35,4	95	4,3	10,3	519	-34,1	-30,3
(+) Mercado CP (CCEE) ¹	4.314	-25,6	51,9	66	18,6	-69,9	612	-12,7	-55,3
(=) Ex outros	20.495	1,0	8,2	159	10,4	-17,2	7.023	10,3	-12,4
(+) Outros (2)	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	-18504,5	-1251500,
(=) Total	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	7.023	10,3	-12,4
Recorrente	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	7.023	10,3	-12,4
Não recorrente	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0

Receita Geração	Receita Regulatória (c)			Ajuste Contábil (d) (3)			Receita Contábil (e) = (c) + (d)				
	1T25	1T24	4T24	1T25	1T24	4T24	1T25	1T24	1T25x1T24	4T24	1T25x4T24
Mercado Regulado	3.000	2.738	2.946	-56	-432	-32	2.944	2.306	27,7%	2.914	1,0
Mercado Livre	2.892	2.139	2.959	0	0	0	2.892	2.139	35,2%	2.959	-2,3
O&M (Quotas)	519	787	745	0	0	0	519	787	-34,1%	745	-30,3
Mercado de curto prazo (1)	612	701	1.368	0	0	0	612	701	-12,7%	1.368	-55,3
Venda de energia	7.023	6.365	8.018	-56	-432	-32	6.967	5.933	17,4%	7.986	-12,8
Outros (2)	0	0	0	0	0	0	0	0	-18504,5%	0	-1251500,4
Total	7.023	6.365	8.018	-56	-432	-32	6.967	5.933	17,4%	7.986	-12,8
Recorrente	7.023	6.365	8.018	-56	-432	-32	6.967	5.933	17,4%	7.986	-12,8
Não recorrente	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0

⁽¹⁾ Mercado de curto prazo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

⁽²⁾ Receitas de Construção.

⁽³⁾ Os R\$ 56 milhões no 1T25 e R\$ 32 milhões no 4T24 referem-se à energia vendida pela UHE Balbina, porém, inadimplida pela Amazonas Energia. Desta forma, não é reconhecida como receita no resultado societário, mas sim no regulatório, onde é integralmente provisionada. Já no 1T24, os R\$ 432 milhões referem-se a toda energia vendida para esse mesmo cliente, não apenas pela UHE Balbina, mas também pelas térmicas.

⁽⁴⁾ M&A: envolve a receita de ativos nas quais a participação da Eletrobras sofreu alteração ao longo dos últimos 12 meses.

- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** a receita regulatória de geração no ACR totalizou R\$ 3.000 milhões no 1T25, um aumento de R\$ 263 milhões em relação ao 1T24, refletindo crescimento de 9,5% no volume vendido, com preços estáveis.
- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** a receita regulatória de geração no ACL totalizou R\$ 2.892 milhões no 1T25, aumento de R\$ 753 milhões em relação ao 1T24. O resultado foi impulsionado por um crescimento de 43,1% do volume vendido que mais que compensou a queda de 4,5% no preço médio. Vale destacar que, apesar da queda, o preço médio foi de R\$148/MWh, bem superior ao preço de R\$66/MWh no mercado de curto prazo, onde o volume que não é comercializado nos demais ambientes é liquidado. Esse efeito positivo, de maior volume vendido ao preço do ACL, compensou parte do aumento dos gastos com energia comprada no mercado de curto prazo.

- **O&M:** as receitas de operação e manutenção tiveram uma redução de R\$ 268 milhões, atingindo R\$ 519 milhões no 1T25, refletindo principalmente o processo de descotização, atenuado pelos efeitos do reajuste anual da Receita Anual de Geração (RAG¹).
- **Mercado de Curto Prazo (CCEE):** receita de R\$ 612 milhões no 1T25, redução de R\$ 89 milhões em relação ao 1T24, explicada pelo maior volume comercializado no mercado livre.

Receita Regulatória de Transmissão

A receita regulatória de transmissão foi de R\$ 4.423 milhões, redução de 13,4% em relação ao 1T24. A queda reflete a homologação, em julho de 2024, dos processos de revisão tarifária periódica (RTP) de 2023 que foram postergados para 2024, com destaque para a revisão da receita dos contratos de concessão prorrogados por meio da Lei nº 12.783/2013.

Vale destacar que as eliminações, tanto na receita regulatória quanto na societária, referem-se à parcela de encargos de uso do sistema de transmissão pagos pelas geradoras da Eletrobras às transmissoras do próprio grupo, que as recebem na forma de RAP. Para fins de consolidação, esses valores são eliminados, na receita de transmissão e no custo com encargos de uso na geração. A contabilização societária (IFRS) considera a parcela de receita com operação e manutenção (O&M), enquanto na regulatória, a eliminação considera a RAP.

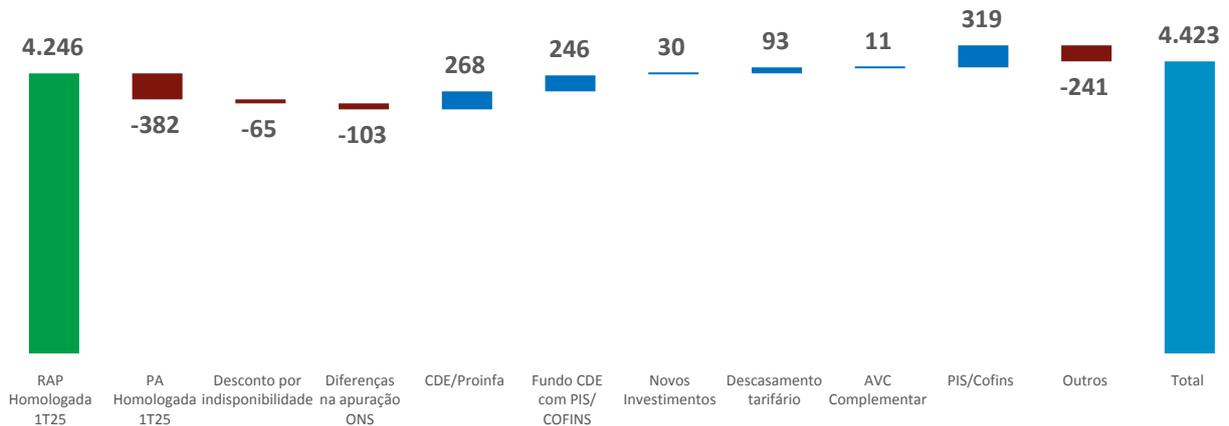
Tabela 19 - Receita IFRS X Regulatória Trimestral (R\$ mm)²

	1T25			1T24			Variação Regulatório (%)
	IFRS	Ajustes	Regulatório	IFRS	Ajustes	Regulatório	
Eletrobras Holding	1.964	-170	1.794	1.663	419	2.081	-13,8
Chesf	1.637	-152	1.484	1.358	202	1.560	-4,8
CGT Eletrosul	607	-106	500	560	-33	527	-5,1
Eletronorte	1.096	-201	894	1.059	-37	1.022	-12,5
Eliminações	-117	-133	-250	-80	0	-80	211,8
TOTAL	5.186	-763	4.423	4.559	551	5.110	-13,4

¹ Conforme as Resoluções Homologatórias nº 3.068/2022 (ciclo 2022-2023) e nº 3.225/2023 (ciclo 2023-2024), impactando Eletronorte, Chesf e Furnas.

² Para mais informações sobre a Composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

Gráfico 3 - Conciliação RAP e Receita de Transmissão 1T25 (R\$ mm)



Definições RAP Homologada x Receita Bruta

- Receita Anual Permitida (RAP) e Parcela de Ajuste (PA) Homologada 1T25:** corresponde a $\frac{1}{4}$ da RAP e da PA, respectivamente, de R\$ 16.983 milhões e R\$ 1.529 milhões, homologadas para o ciclo 2024/2025 pela ReH 3.348/2024 dos contratos de concessão de transmissão das empresas Eletrobras (pós-incorporação de Furnas), Chesf, CGT Eletrosul, Eletronorte, TMT e VSB.
 Mais detalhes sobre a PA no [Anexo 8](#).
- Desconto por indisponibilidade:** associado ao desconto por Parcela Variável (PV) e Suspensão de Pagamento Base (PB) por indisponibilidade das instalações de transmissão, conforme Módulo 4 das Regras dos Serviços de Transmissão (disponível no site da [ANEEL](#)).
 No 1T25, o desconto de receita por indisponibilidade foi de cerca de -R\$ 65 milhões, sendo -R\$ 52 milhões por Parcela Variável e -R\$ 13 milhões por Suspensão de Pagamento Base.
 A suspensão de PB é aplicada quando, após atingido um dos limites de desconto definidos no Módulo 4, a Função Transmissão (FT) permaneceu indisponível por 30 dias consecutivos, sem retorno à operação da instalação ou sem a eliminação da restrição operativa temporária.
- Diferenças Apuração ONS “Rateio de Antecipação”:** relativas à diferença oriunda do déficit ou superávit de arrecadação que ocorre na apuração realizada pelo ONS, considerado no Aviso de Crédito (AVC) emitido pelo ONS, sendo compensado por meio da PA no ciclo tarifário subsequente.
- CDE/Proinfa (Recolhimento Setorial):** corresponde a arrecadações de encargos setoriais (*pass through*), junto a consumidores conectados diretamente nas instalações de transmissão da Eletrobras, referentes à Conta de Desenvolvimento Energético e ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, considerados nos AVCs emitidos pelo ONS;
- Fundo CDE:** corresponde a recebimento via CCEE de valores não arrecadados em função dos descontos incidentes sobre as tarifas, os quais são compensados anualmente por meio de PA. Esses valores já contemplam parcela de PIS/COFINS;

- **Novos Investimentos:** adicional de RAP das novas instalações (reforços e melhorias de grande porte) na rede básica, autorizados com receitas definidas previamente, que entraram em operação comercial ao longo do trimestre;
- **Descasamentos Tarifários:**
 - (i) Descasamento entre Reajuste Anual da Transmissão e da Distribuição:** associado ao descasamento entre os valores homologados para Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso exclusivo no Reajuste Anual da RAP das transmissoras (ReH 3.348/2024) com os valores da receita homologados nos Reajustes Anuais das distribuidoras, que ocorrem em momentos diferentes. No 1T25, essa diferença totalizou cerca de R\$ 40 milhões;
 - (ii) Diferença da Rede de Fronteira:** diferença entre valores homologados para RAP associada à Rede Básica de Fronteira e DIT de uso compartilhado no Reajuste Anual da RAP das transmissoras do ciclo 2024/2025, e valores de faturamento considerados nos AVCs emitidos pelo ONS. Os ajustes serão considerados na Parcela de Ajuste do ciclo seguinte. No 1T25, a diferença totalizou cerca de R\$ 64 milhões;
 - (iii) Diferença das Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso exclusivo Itaipu:** referente à diferença entre a RAP homologada associada à DIT de uso exclusivo de Itaipu e o valor mensal arrecadado conforme potência e tarifa homologadas pela ANEEL. Para cada ano civil subsequente, a ANEEL publica em resolução homologatória específica os montantes de potência contratada referentes à Itaipu, enquanto a tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional é publicada para o ciclo tarifário da Transmissão. Com isso, há um ajuste referente às variações de potência contratada decorrentes do descasamento entre ano civil e ciclo tarifário, que é considerado na Parcela de Ajuste do ciclo tarifário subsequente. No 1T25, esse descasamento totalizou cerca de -R\$ 11 milhões;
- **AVCs complementares associados à rescisão de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST):** relativo às rescisões de CUST associadas aos empreendimentos de geração, conforme AVCs complementares emitidos pelo ONS. Com a rescisão do CUST, o ONS emite um aviso de débito (AVD) para o gerador e um AVC para as transmissoras com o montante a ser recebido por estas, que equivale a 36 meses do Encargo de Uso de Rede (EUST) do contrato. Ressalta-se que as transmissoras têm papel de arrecadadoras desse montante que será repassado. Valor não inclui PIS/COFINS;
- **PIS/COFINS:** relativos ao faturamento da receita da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT Compartilhada, conforme AVCs emitidos pelo ONS;
- **Outros:** inclui as “Eliminações”, operações que ocorreram entre as empresas do mesmo grupo, ou seja, empresas Eletrobras, sendo que no 1T25, o total das eliminações é de cerca de - R\$ 232 milhões.

Alterações da RAP de Contratos Prorrogados e Licitados homologados pelas ReH 3.343/2024 e 3.344/2024

Nos dias 04 e 24 abril de 2025, a ANEEL publicou, respectivamente, os Despachos nº 920/2025 e nº 1.228/2025, nos quais aprovou as alterações nos resultados da Revisão Periódica de contratos licitados com data de revisão em julho de 2024 e da 2ª Revisão Periódica de contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, cujos efeitos serão refletidos de forma efetiva ao longo do ciclo 2025-2026.

Como resultado, verifica-se uma redução de 0,01% ou de apenas R\$ 14 mil, considerando o total homologado de RAP e de Parcela de Ajuste, frente os valores homologados pela Resolução Homologatória (ReH) 3.343/2024 para os contratos licitados que sofreram alterações. Para os contratos renovados, verifica-se uma redução de 5,48% ou R\$ 371,9 milhões, considerando o total homologado de RAP e de Parcela de Ajuste, frente aos valores homologados pela ReH 3.344/2024. Mais detalhes sobre as mudanças, inclusive por contrato, nos Anexos [9](#) e [10](#).

9.2. Custos e Despesas Operacionais

Tabela 20 - Custos e Despesas Operacionais (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Energia comprada para revenda	1.560	737	111,6	2.082	-25,1
Encargos sobre uso de rede elétrica	996	972	2,6	968	2,9
Combustível p/ prod. de energia elétrica	560	506	10,7	531	5,4
Construção	745	642	16,1	1.804	-58,7
Pessoal, Material, Serviços e Outros	1.658	1.627	1,9	2.332	-28,9
Depreciação e Amortização	1.112	997	11,6	1.033	7,7
Provisões Operacionais	126	196	-35,4	-146	-186,6
Remensurações regulatórias - Contratos de Transmissão	952	0	0,0	0	0,0
Custos e Despesas	7.710	5.676	35,8	8.604	-10,4
Eventos não recorrentes					
(-) Eventos PMSO não recorrentes	-191	-33	484,7	-292	-34,5
(-) Provisões não recorrentes	-41	118	-134,4	552	-107,4
Custos e Despesas Ajustados	7.478	5.761	29,8	8.864	-15,6

- **Energia comprada para revenda:** totalizou R\$ 1.560 milhões no 1T25, aumento de R\$ 823 milhões em relação ao 1T24. Parte dessa variação está relacionada ao efeito líquido negativo no mercado de curto prazo (MCP), que permitiu à Companhia se beneficiar de maiores volumes vendidos no mercado livre a preços médios superiores, conforme mencionado anteriormente.
- **Encargos sobre uso da rede:** somaram R\$ 996 milhões no 1T25, aumento de R\$ 25 milhões em comparação ao 1T24, refletindo principalmente o maior valor dos encargos de uso do sistema de transmissão (EUST) vigentes após a definição da ReH ANEEL nº 3.349/2024, em substituição aos valores até então válidos que haviam sido estabelecidos pela ReH anterior (ReH ANEEL nº 3.216/2023).
- **Combustível para produção de energia elétrica:** atingiram R\$ 560 milhões no 1T25, apresentando um aumento de R\$ 54 milhões em relação ao 1T24, resultado do incremento de R\$ 146 milhões resultantes do crescimento do consumo e do reajuste anual do preço de gás, que foi parcialmente compensado pelo aumento da recuperação de despesa via Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), no valor de R\$ 92 milhões.
- **Construção:** totalizaram R\$ 745 milhões no 1T25, representando crescimento de R\$ 104 milhões em relação ao 1T24, com destaque para os aumentos de R\$ 57 milhões referente a obras de reforços e melhorias e R\$ 47 milhões com a construção civil referente aos contratos de concessão conquistados em leilões de transmissão nos últimos anos.
- **Remensuração Regulatória - contratos de transmissão:** despesas de R\$ 952 milhões na Chesf, como reversão de parte do valor reconhecido nesta linha em 2024, fruto do resultado das alterações promovidas pela ANEEL nas Revisões Periódicas ocorridas no mesmo ano, que constam nos Despachos nº 920/2025 e nº 1.228/2025, e cujos efeitos serão refletidos de forma efetiva ao longo do ciclo 2025-2026.

PMSO - Pessoal, Material, Serviços e Outros

Pessoal: saldo ajustado de R\$ 802 milhões no 1T25, redução de 15% em relação aos R\$ 945 milhões do 1T24, sendo os principais efeitos:

- Economia de R\$ 108 milhões, sendo R\$ 79 milhões com despesas de remuneração e R\$ 29 milhões em encargos, reflexo da redução do quadro de funcionários decorrente dos Planos de Demissão Voluntária (PDVs). Esse efeito foi parcialmente compensado por novas admissões, que elevaram as despesas em R\$ 57 milhões, sendo R\$ 41 milhões em remuneração e R\$ 16 milhões em encargos;
- Economia de R\$ 50 milhões, resultado do ganho de eficiência com a reestruturação nas equipes, impulsionada pelos PDVs, novos modelos de contratação e maior compartilhamento de recursos entre as empresas do grupo.
- Redução de R\$ 16 milhões, relacionada a despesas com desligamentos no 1T25.

Efeitos não-recorrentes: R\$ 150 milhões, sendo: (a) R\$ 96 milhões com PDVs, (b) R\$ 31 milhões com custos de rescisão contratual, e (c) R\$ 22 milhões com multa de FGTS ligada a rescisões.

Material: saldo ajustado de R\$ 52 milhões no 1T25, registrando um aumento de R\$ 6 milhões em relação aos R\$ 46 milhões do 1T24. A variação refletiu os maiores gastos com manutenção operacional de R\$ 15 milhões, parcialmente compensados pela economia de R\$ 9 milhões relacionada à otimização contratual com fornecedores.

Não houve efeitos não-recorrentes no trimestre.

Serviços: saldo ajustado de R\$ 396 milhões no 1T25, representando redução de 10% frente aos R\$ 439 milhões do 1T24. As principais contribuições para queda de R\$ 43 milhões foram:

- Economia de R\$ 16 milhões devida à reestruturação e otimização de portfólio, incluindo a incorporação de Furnas;
- Economia de R\$ 15 milhões relacionada ao gasto com consultoria estratégia no 1T24, mas sem contrapartida no 1T25;
- Redução de R\$ 12 milhões relacionada à reprogramação de manutenções em usinas para o 2S25 e que ocorreram no 1T24.

Efeitos não-recorrentes: R\$ 42 milhões relacionados a consultorias jurídicas ligadas a estratégia de redução de contingências.

Outros: saldo ajustado de R\$ 217 milhões no 1T25, aumento de R\$ 52 milhões em relação ao 1T24, refletindo principalmente o incremento de R\$ 34 milhões nas despesas em multas, condenações e custos judiciais, bem como outras perdas.

Não houve efeitos não-recorrentes no trimestre.

Tabela 21 - PMSO 1T25 (R\$ mm)¹

PMSO (R\$ milhões)	1T25							
	Eletrobras Holding	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Eletropar	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Pessoal	368	210	190	88	0	855	0	855
Plano de Demissão Consensual (PDC) – Provisão	78	5	10	3	0	96	0	96
Material	18	8	20	6	0	52	0	52
Serviços	193	111	99	34	1	438	0	438
Outros	104	31	45	25	11	217	0	217
PMSO	762	365	364	155	13	1.658	0	1.658
<i>Eventos não recorrentes</i>								
Pessoal: PDV,PDC	-78	-5	-10	-3	0	-96	0	-96
Pessoal: Custos com rescisão	-39	-4	-7	-4	0	-53	0	-53
Serviços: Consultorias jurídicas	-6	-25	-11	0	0	-42	0	-42
PMSO Ajustado	640	330	336	149	13	1.467	0	1.467

Tabela 22 - PMSO 1T24 (R\$ mm)

PMSO (R\$ milhões)	1T24							
	Eletrobras + Furnas	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Eletropar	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Pessoal	413	214	214	104	1	945	0	945
Plano de Demissão Voluntária (PDV) – Provisão	0	25	8	0	0	33	0	33
Material	16	13	13	4	0	46	0	46
Serviços	229	75	96	37	1	439	0	439
Outros	66	41	48	9	0	165	0	165
PMSO	724	368	380	154	1	1.627	0	1.627
<i>Eventos não recorrentes</i>								
Pessoal: PDV,PDC	0	-25	-8	0	0	-33	0	-33
PMSO Ajustado	724	343	372	154	1	1.594	0	1.594

¹ Para mais informações sobre a Composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

Tabela 23 - PMSO IFRS (R\$ mm)

	1T25			1T24		4T24	
	Total (a)	Não recorrente (b)	Ajustado (c) = (a) + (b)	Ajustado	% Var.	Ajustado	% Var.
Pessoal	855	-53	802	945	-15,1	915	-12,3
PDV	96	-96	0	0	0,0	0	0,0
Material	52	0	52	46	12,7	73	-28,6
Serviços	438	-42	396	439	-9,7	731	-45,8
Outros	217	0	217	165	31,7	321	-32,6
Total	1.658	-191	1.467	1.594	-8,0	2.040	-28,1

Tabela 24 - Outros Custos e Despesas (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Condenações, perdas e custas judiciais	71	34	111	86	-18
GSF	17	19	-13	20	-16
Seguros	23	20	17	27	-15
Investidas	10	17	-40	40	-75
Doações e contribuições	21	54	-61	66	-68
Aluguel	23	14	66	35	-35
Recuperação de despesa	-12	-40	-69	-3	252
Tributos	31	26	16	29	7
Taxa de Fiscalização Rec. Hídricos - TFRH	14	0	0	4	251
Outros	20	22	-6	18	10
Total	217	165	32	321	-33

Provisões Operacionais

Tabela 25 - Provisões Operacionais - IFRS (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Provisões / Reversões Operacionais					
Provisão/Reversão para Litígios	-108	139	-177,7	-486	-77,8
Perdas estimadas em investimentos	12	-15	-181,8	217	-94,3
Mensuração a valor justo de ativo disp. p/ venda	0	0	0,0	-57	-100,0
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	26	-34	-176,6	-23	-209,5
PECLD - Financiamentos e empréstimos	0	-4	-100,0	-4	-100,0
PECLD - Consumidores e revendedores	-19	-132	-85,9	-157	-88,1
PECLD - Outros créditos	-7	-91	-91,9	-44	-83,2
Contratos onerosos	29	39	-24,7	251	-88,4
Resultado laudos atuariais	-93	-128	-27,3	-106	-12,3
Outras *	33	30	9,9	556	-94,0
Provisões / Reversões Operacionais	-126	-196	-35,4	146	-186,6
Itens não recorrentes / Ajustes					
Provisão para Litígios	108	-139	-177,7	427	-74,7
Mensuração a valor justo de ativo disp. p/ venda	0	0	0,0	0	0,0
Perdas estimadas em investimentos	-12	15	-181,8	-217	-94,3
Provisão para Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório	-26	34	-176,6	23	-209,5
PECLD - Financiamentos e empréstimos	0	4	-100,0	4	-100,0
Contratos onerosos	-29	-39	-24,7	-251	-88,4
Perda estimada por irreversibilidade de ativos (Impairment)	0	6	-100,0	-540	-100,0
Restituição RGR	0	0	0,0	0	0,0
Provisões/Reversões Ajustadas	-86	-314	-72,7	-406	-78,9

Os valores positivos na tabela acima significam reversão de provisão.

* Inclui principalmente *impairment* e restituição de RGR.

- **Provisão para litígios:** provisão de R\$ 108 milhões no 1T25 comparado à uma reversão de R\$ 139 milhões no 1T24. A variação foi explicada essencialmente pelo incremento em provisões:
 - de R\$ 137 milhões, ligados a novos processos;
 - de R\$ 69 milhões, devido à atualização dos índices e juros de processos;
 - de R\$ 42 milhões, decorrente de mudanças no prognóstico de processos.
- **Implantação de Ações - Empréstimo Compulsório:** A variação entre os trimestres decorre principalmente do efeito líquido das ações judiciais relacionadas ao empréstimo compulsório de energia elétrica. No 1T24, o resultado foi impactado negativamente pelo reconhecimento de novas provisões, em função de decisões judiciais desfavoráveis. Já no 1T25, houve reversões de provisões vinculadas à implantação de ações, refletindo decisões com trânsito em julgado favoráveis à Companhia.
- **Resultado de laudos atuarias:** provisão de R\$ 93 milhões no 1T25 comparado a uma provisão de R\$ 128 milhões referentes ao custo dos juros e custo do serviço corrente definido nos laudos para o exercício de 2024 que passaram a ser lançados mensalmente, em comparação aos lançamentos anteriormente feitos ao final do ano.

- **Perdas estimadas em investimento:** reversão da provisão de R\$ 12 milhões no 1T25 referente à revisão de vida útil remanescente dos ativos intangíveis na subsidiária Madeira Energia S.A. (MESA).
- **Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD) - consumidores e revendedores:** redução da provisão de R\$ 132 milhões no 1T24 para R\$ 19 milhões no 1T25. A variação de R\$ 114 milhões foi explicada principalmente por dois eventos no 1T24 sem equivalente no 1T25: (a) R\$ 66 milhões da Chesf sobre consumidores e concessionárias na transmissão, e (b) R\$ 78 milhões na Eletronorte referente às garantias da Amazonas Energia para Breitner Energética.
- **Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD) - outros créditos:** redução da provisão de R\$ 91 milhões no 1T24 para R\$ 7 milhões no 1T25. A variação de R\$ 84 milhões foi explicada principalmente por um reconhecimento no 1T24, sem contrapartida no 1T25, de inadimplência em contratos de empréstimos e financiamentos concedidos pela Eletrobras.

9.3. Participações Societárias

O resultado das participações societárias apresentou dois destaques:

- **ISA Energia:** redução de participação acionária conforme venda efetuada no segundo semestre de 2024.
- **Norte Energia:** a variação se deve ao reconhecimento de ativo fiscal diferido feito em 2024, sem equivalente em 2025, além da provisão registrada para um contrato oneroso de compra e venda de energia.

Tabela 26 - Participações Societárias (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Destaques Coligadas (a)	277	393	-30	406	-32
Eletronuclear	64	103	-38,2	22	184,6
ISA Energia	135	230	-41,4	251	-46,4
Outras Equivalências	78	60	30,7	132	-40,7
Destaques SPEs (b)	47	68	-31	-57	-182
IE Madeira	84	65	29,4	68	22,8
Belo Monte Transmissora de Energia S.A. - BMTE	56	55	1,7	135	-58,7
Transnorte Energia	50	16	206,6	51	-2,3
Chapecoense	43	50	-13,8	65	-34,7
ESBR Jirau	39	36	9,2	32	24,0
IE Garanhuns	15	20	-26,5	19	-24,4
Norte Energia	-240	-174	37,9	-429	-44,0
Outras Participações * (c)	44	116	-62	130	-66
Total (a) + (b) + (c)	368	576	-36	478	-23

* Inclui movimentações do valor reconhecido no balanço patrimonial de coligadas mensuradas a valor justo / custo.

9.4. Resultado Financeiro

Tabela 27 - Resultado Financeiro (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Receitas Financeiras	1.073	675	59,0	971	10,6
Receitas de juros, multas, comissões e taxas	37	32	14,2	22	68,8
Receita de aplicações financeiras	1.057	574	84,3	982	7,6
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	32	47	-31,0	23	40,5
Outras receitas financeiras	29	74	-60,4	46	-36,5
(-) Tributos sobre receitas financeiras	-82	-51	59,9	-103	-19,9
Despesas Financeiras	-2.464	-2.470	-0,2	-2.589	-4,8
Encargos de dívidas	-1.640	-1.625	0,9	-1.556	5,4
Encargos de obrigações com CDE	-662	-610	8,5	-640	3,4
Encargos de revitalização de bacias hidrográficas	-79	-85	-7,5	-87	-9,5
Desconto financeiro por antecipação - ENBpar	0	0	0,0	0	0,0
Outras despesas financeiras	-84	-151	-44,2	-306	-72,5
Itens Financeiros Líquidos	-2.103	-1.192	76,4	-1.312	60,3
Variações monetárias	-285	-347	-17,9	-242	17,8
Variações cambiais	5	-2	-297,3	-56	-108,6
Variação do valor justo de dívida protegida (hedge) líquida do derivativo	-966	-191	405,9	-274	252,3
Atualizações monetárias - CDE	-733	-493	48,5	-508	44,2
Atualizações monetárias - bacias hidrográficas	-113	-87	30,7	-92	23,8
Variação de instrumento financeiro derivativo não ligado a proteção de dívida	-10	-72	-85,6	-140	-92,6
Resultado Financeiro	-3.494	-2.988	16,9	-2.930	19,2
Ajustes					
Atualização monet. emp. compulsórios	173	207	-16,3	175	-1,0
Resultado Financeiro Ajustado	-3.321	-2.781	19,4	-2.755	20,5

¹ Essas obrigações foram estabelecidas pela Lei 14.182/21 (Desestatização da Eletrobras), como uma das condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica por mais 30 anos. Os encargos foram calculados a partir dos dados publicados na Resolução CNPE 015/2021: (a) do valor presente da obrigação; (b) do fluxo futuro de pagamentos; e (c) do prazo de pagamentos. Ver mais detalhes na Tabela 28.

No 1T25, o resultado financeiro ajustado foi negativo em R\$ 3.321 milhões, ante um resultado negativo de R\$ 2.781 milhões no 1T24. As principais variações no 1T25 foram:

- **Encargos de dívida:** aumento da despesa de R\$ 1.625 milhões no 1T24 para R\$ 1.640 milhões no 1T25, devido principalmente ao aumento do IPCA e da SELIC no período. No 1T24, os encargos refletiram a redução da Selic de 11,25% para 10,75%, e um IPCA acumulado de 1,42%. Já no 1T25, o cenário foi o oposto: a Selic subiu de 12,25% para 14,25% e o IPCA acumulado no trimestre foi de 2,04%.
- **Variação da atualização monetária (Selic):** redução da despesa de R\$ 347 milhões no 1T24 para R\$ 285 milhões no 1T25, impactada pela menor atualização do estoque do contencioso do empréstimo compulsório, devido ao menor saldo em março de 2025. A atualização do empréstimo compulsório da Eletrobras passou de uma despesa de R\$ 207 milhões no 1T24 para R\$ 173 milhões no 1T25, refletindo a redução do estoque de R\$ 16 bilhões em março de 2024 para R\$ 13,1 bilhões em março de 2025. Além

disso, houve uma redução da despesa de R\$ 138 milhões no 1T24 para R\$ 110 milhões no 1T25 relacionada à atualização monetária via Selic do valor de indébito tributário.

- **Encargos de obrigação com CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e atualizações monetárias CDE (despesas financeiras de IPCA + encargos sobre o saldo devedor de obrigações junto à CDE, sendo o encargo de 7,6% ao ano):** as despesas somaram R\$ 1.394 milhões no 1T25, sendo R\$ 291 milhões superior ao valor do 1T24, devido principalmente à variação monetária do IPCA apropriada entre os períodos comparados, com encargos de R\$ 610 milhões no 1T24 e R\$ 662 milhões no 1T25, e à variação monetária de R\$ 493 milhões no 1T24 e R\$ 733 milhões no 1T25. Essas obrigações foram estabelecidas pela Lei 14.182/21 (Desestatização da Eletrobras), como uma das condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica por mais 30 anos. Os encargos foram calculados a partir dos dados publicados na Resolução CNPE 015/2021: (a) do valor presente da obrigação; (b) do fluxo futuro de pagamentos; e (c) do prazo de pagamentos.
- **Encargos de revitalização de bacias hidrográficas (encargo de 5,67%),** com despesa de R\$ 79 milhões no 1T25, e **atualizações monetárias - bacias hidrográficas,** com despesa de R\$ 113 milhões. Essas obrigações foram estabelecidas pela Lei 14.182/21 (Desestatização da Eletrobras), como uma das condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica, por mais 30 anos. Os encargos foram calculados a partir dos dados publicados na Resolução CNPE 015/2021: (a) do valor presente da obrigação; (b) do fluxo futuro de pagamentos; e (c) do prazo de pagamentos.

Tabela 28 - Encargos com CDE e Projetos – Lei 14.182/2021 (R\$ mm)

	1T25			
	Holding	Chesf	Eletronorte	Total
Encargos de dívidas - Obrigações com a CDE	-190	-277	-195	-662
Encargos de dívidas - Revitalização das bacias hidrográficas	-21	-30	-27	-79
Atualização monetária passiva - Obrigações com a CDE	-211	-306	-216	-733
Atualização monetária passiva - Revitalização das bacias hidrográficas	-29	-46	-38	-113
Total de encargos com a CDE e Projetos - Lei 14.182/2021	-452	-660	-475	-1.587

- **Varição do valor justo de dívida protegida (*hedge*) líquida do derivativo:** despesa de R\$ 966 milhões no 1T25, superior à despesa de R\$ 191 milhões no 1T24, explicada, principalmente, pela inclusão de novas operações firmadas no final de 2024, como o *Bond* 35 (US\$ 750 milhões em out/24) e o financiamento da SACE (R\$ 1,6 bilhão, ou US\$ 400 milhões, dez/24), atreladas ao dólar x CDI e IPCA x CDI, respectivamente. Também contribuíram para o impacto o pagamento de juros dos *Bonds* 2030 e 2035, a liquidação do *Bond* 2025 em fev/25 e as novas operações de crédito e *swaps* na Eletrosul.
- **Varição de instrumento financeiro derivativo não ligado à proteção de dívida:** no 1T25, não houve impacto relacionado à variação de instrumento financeiro derivativo não vinculado à proteção de dívida, frente à despesa de R\$ 72 milhões no 1T24. Isso se deve ao encerramento, em dezembro de 2024, do contrato entre a Eletronorte e a Albras que continha um derivativo embutido vinculado ao dólar, à taxa Selic e aos preços de alumínio na LME.
- **Outras despesas financeiras:** somaram R\$ 84 milhões no 1T25, comparadas a despesas de R\$ 151 milhões no 1T24. Contribuiu para essa redução a queda de R\$ 35 milhões em encargos sobre tributos de 2024 da

incorporada Furnas, além de reclassificações de R\$ 15 milhões, principalmente ligada à P&D para a linha de atualização monetária.

- **Outras receitas financeiras:** redução de R\$ 44 milhões, de R\$ 74 milhões no 1T24 para R\$ 29 milhões no 1T25, devido essencialmente a valores registrados no 1T24 sem equivalente no 1T25, como o lançamento de R\$ 26 milhões de indébito tributário da Eletronorte no 1T24, posteriormente reclassificado para atualização monetária, e o crédito de precatório de R\$ 23 milhões da CGT Eletrosul, reconhecido em março de 2024.

9.5. Tributos Correntes e Diferidos

O imposto de renda e contribuição social ajustado apresentou valor de -R\$ 65 milhões no 1T25, frente a um valor de -R\$ 305 milhões no 1T24. Não houve ajustes na linha de tributos em ambos os períodos.

Tabela 29 - Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Imposto de renda e contribuição social correntes	-79	-514	-84,6	5	-1683,1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14	209	-93	43	-66,5
Imposto de renda e contribuição social total	-65	-305	-78,7	48	-235,4
Ajustes					
Constituição/Reversão de IR Diferido s/ Prejuízo Fiscal ¹	0	0	0	-1.425	-100
Ajuste IR Diferido sobre Remensuração Regul. Holding 3T24 ²	0	0	0	758	-100
IR Diferido s/ Provisão de Contrato Oneroso e Impairment	0	0	0	252	-100
Imposto de renda e contribuição social ajustada	-65	-305	-78,7	-367	-82,3

¹ Holding e CGT Eletrosul

² IR Diferido reconhecido no 4T24 sobre a Remensuração Regulatória na Holding de contratos de transmissão da empresa incorporada Furnas.

10. DESEMPENHO OPERACIONAL

10.1. Segmento de Geração

Ativos de Geração

No 1T25, a Companhia possuía 88 usinas, sendo 47 hidrelétricas, 7 térmicas, 33 eólicas e 1 solar, considerando os empreendimentos corporativos, propriedade compartilhada e participações via SPEs. Em comparação com o 4T24, o aumento em 1 ativo deu-se pela entrada em operação comercial do parque eólico Coxilha Negra 4 da CGT Eletrosul.

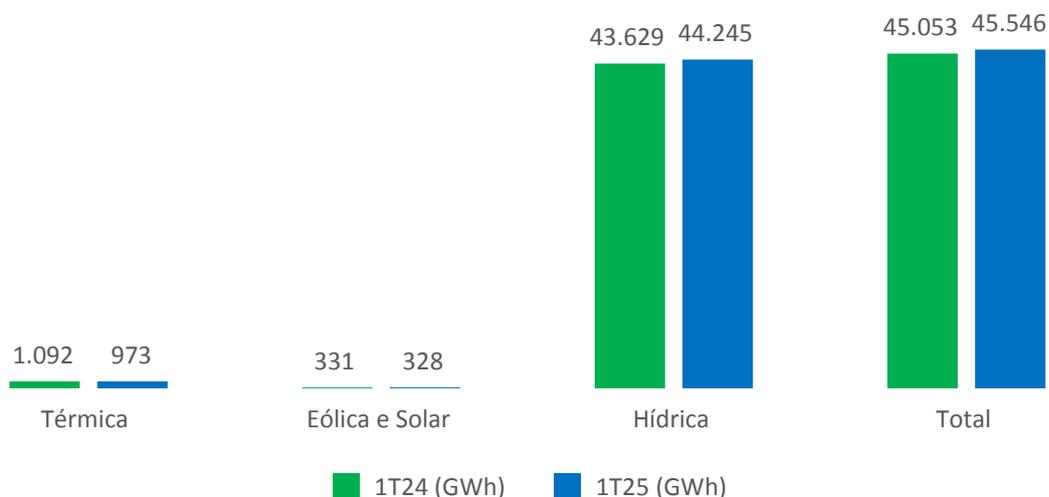
Já a capacidade instalada do portfólio atingiu 44.359,12 MW no 1T25, sendo 97% proveniente de fontes limpas com baixa emissão de gases de efeito estufa, e representando 18% do total instalado no Brasil.

Tabela 30 - Ativos de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWmed)	Energia Gerada Acc. (GWh)
Hídrica (47 usinas)	42.293,49	20.629,79	44.244,64
Térmica (7 usinas)	1.270,23	1.058,60	972,54
Eólica (33 usinas)	794,47	226,39	328,16
Solar (1 usina)	0,93	0,00	0,31
Total (88 usinas)	44.359,12	21.914,77	45.545,65

No 1T25, a quantidade de energia gerada total da Eletrobras aumentou 1,1% em relação ao 1T24.

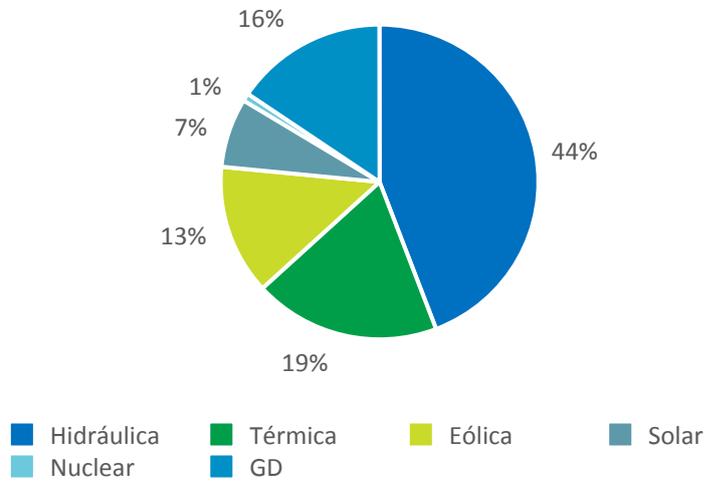
Gráfico 4 - Geração Líquida de Energia Eletrobras (GWh)



Dados do Sistema – Capacidade Instalada e Geração

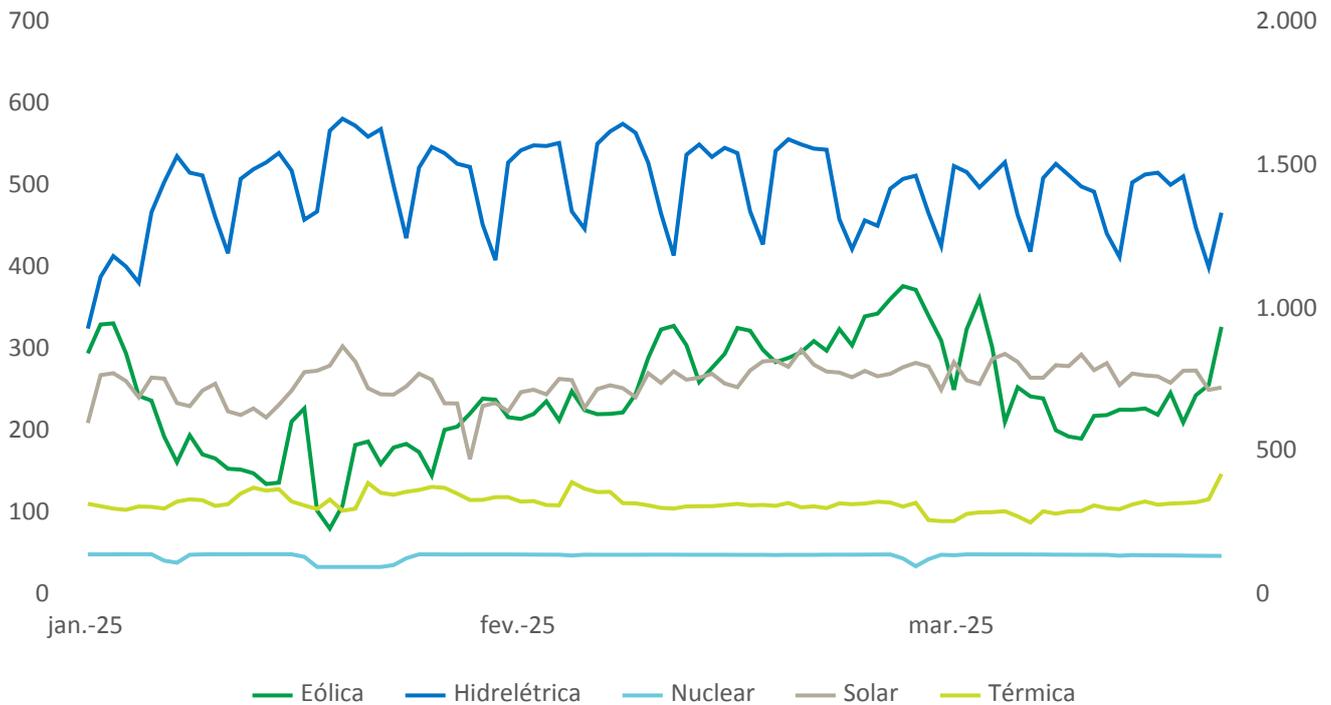
No 1T25, a capacidade instalada Brasil somou 248.710,12 MW.

Gráfico 5 - Capacidade instalada Brasil - por fonte



Fonte: Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA

Gráfico 6 - Energia Gerada SIN – Sistema Interligado Nacional (GWh)



Fonte: Resultados da Operação 01/01 a 31/03/2025 – ONS

Dados do Sistema – Mercado de Energia

Tabela 31 - PLD

		1T25	1T24	Δ%	4T24	Δ%
Mercado	GSF (%)	107,30	90,25	18,9	79,91	34,3
	PLD SE (R\$/MWh)	162,31	61,14	165,5	217,59	-25,4
	PLD S (R\$/MWh)	164,13	61,14	168,5	217,58	-24,6
	PLD NE (R\$/MWh)	58,92	61,14	-3,6	206,71	-71,5
	PLD N (R\$/MWh)	58,92	60,47	-2,6	218,23	-73,0

Gráfico 7 - GSF (%)

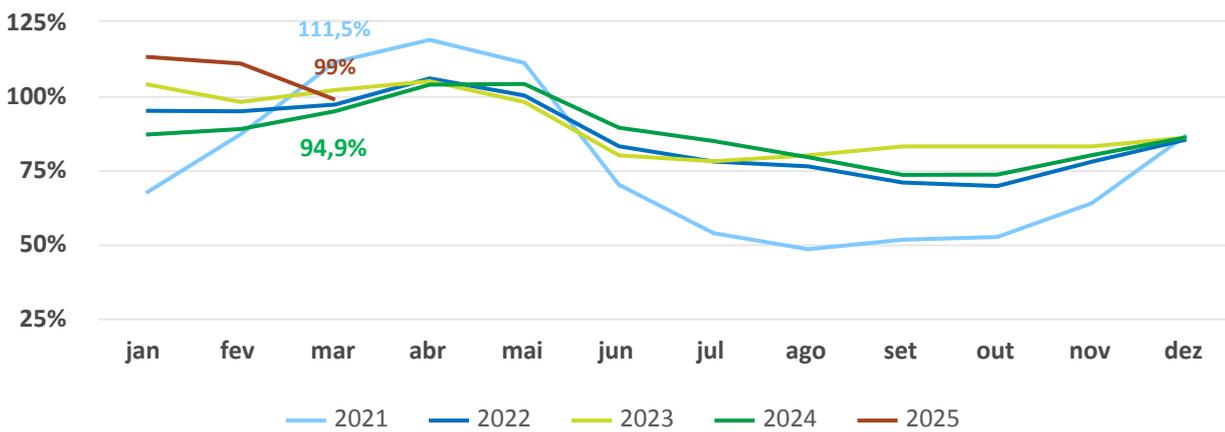


Gráfico 8 - Média Histórica da Energia Natural Afluente (ENA) – SIN (%)

O 1T25 foi marcado por baixa hidraulicidade no sistema, com destaque para o mês de março, que registrou o quarto pior desempenho da série histórica.

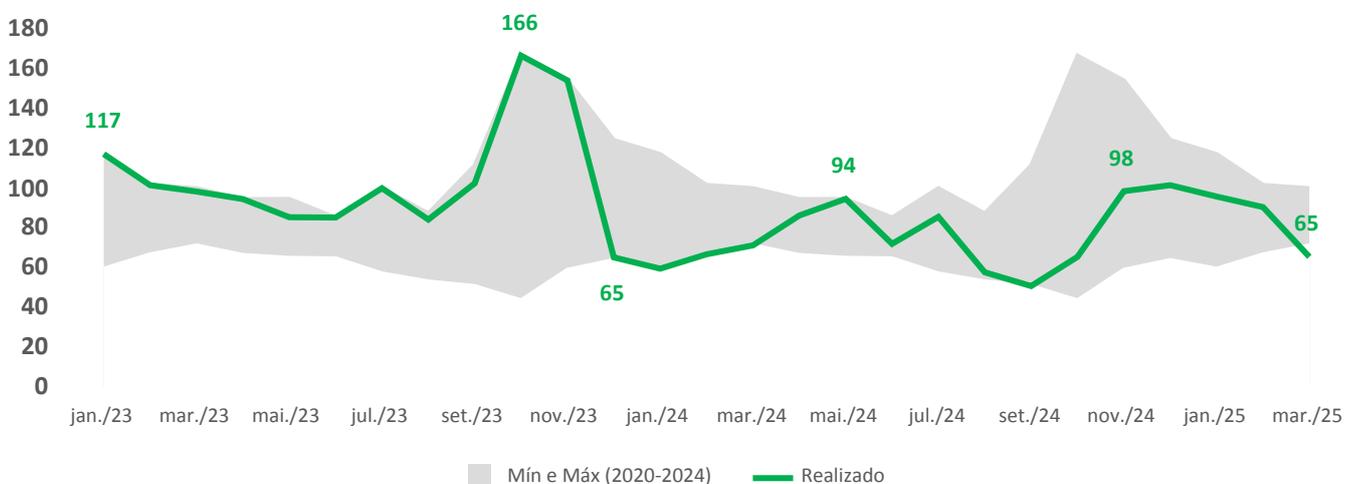
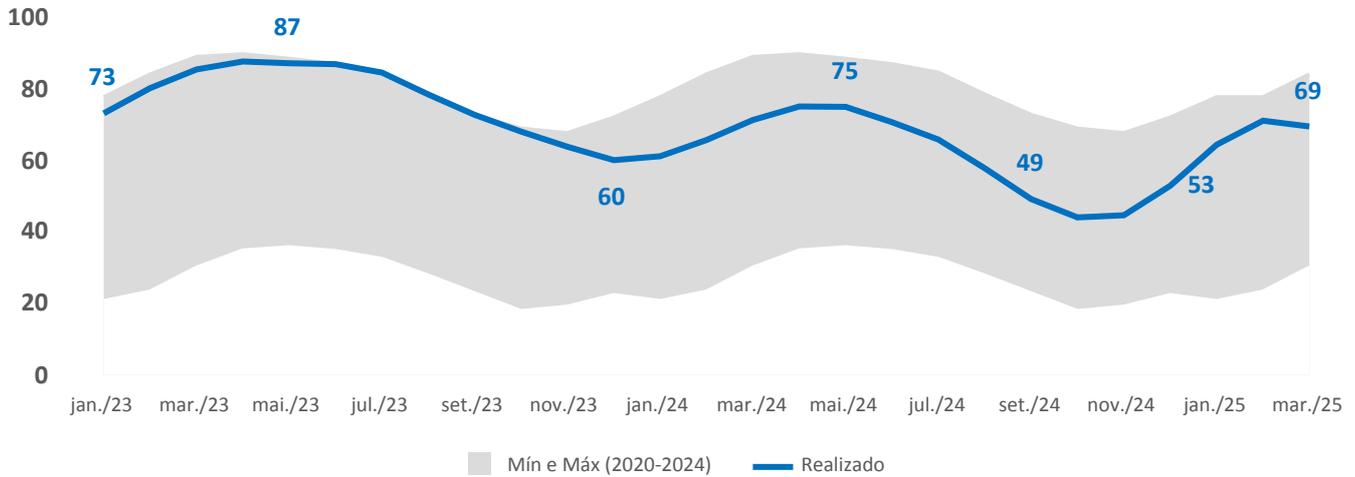


Gráfico 9 - Energia Armazenada no Reservatórios – SIN (%)

O SIN encerrou o 1T25 com Energia Armazenada em 69,4%, acima da média da faixa histórica observada entre 2020 e 2024



10.2. Segmento de Transmissão

A Companhia encerrou o 1T25 com 74,1 mil km de linhas, sendo 67,3 mil km de linhas próprias e 6,8 mil km em parceria. No 1T24, havia 73,8 mil km de linhas, sendo 66,5 mil km de linhas próprias e 7,3 mil km em parceria.

O número de subestações no 1T25 foi de 405, considerando 293 próprias e 112 de terceiros.

Tabela 32 - Linhas de Transmissão (Km)¹

Empresa	Próprias (1)	Em Parceria (2)	Total
Chesf	22.141	1.832	23.973
Eletronorte	10.982	1.073	12.055
CGT Eletrosul	12.086	5	12.091
Eletrobras Holding	22.111	3.867	25.978
Total	67.321	6.777	74.097

(1) Inclui TMT (100%) e VSB (100%).

(2) Parcerias consideram extensões proporcionais ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento.

¹ Para mais informações sobre a Composição de Eletrobras Holding, consulte o [Anexo 3](#)

10.3. ESG

Tabela 33 - Indicadores ESG 1T25

Pilar	Indicador	1T24	1T25	Varição
Prosperidade	Investimento em Tecnologia e Inovação	R\$ 120,6 milhões	R\$ 120,8 milhões	0,2%
	Valores acumulados no ano (R\$ milhões)			
Planeta	Emissões de Gases de Efeito Estufa acumulada no ano	955.058	839.920	-12%
	(Escopos 1, 2 e 3) (tCO ₂ e)			
Pessoas	Taxa de Frequência de Acidentes - empregados próprios (com afastamento)	0,97	0,24	-75%
	Mulheres no quadro de pessoal (%)	19%	20%	1,0 p.p.
	Cargos de liderança ocupados por mulheres (%)	26%	25%	-1,0 p.p.
Governança	Apuração de denúncias atendidas no prazo (%)	98,3%	97,7%	-0,7 p.p.

Os valores apresentados são preliminares e não assegurados, podendo ser ajustados conforme os processos de apuração, verificação e atualização dos dados.

¹ A redução das emissões está associada, principalmente, à retirada da geração termelétrica a carvão, da matriz elétrica da Companhia

11. ANEXOS

11.1. Anexo 1 - Demonstrações Contábeis

Tabela 34 - Balanço Patrimonial (R\$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
ATIVO				
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	12.947.438	16.387.945	22.663.836	26.572.522
Caixa restrito	367.140	449.865	571.173	508.734
Títulos e valores mobiliários	4.224.005	6.421.621	7.617.041	8.951.838
Clientes	1.732.427	1.686.293	5.323.884	5.911.477
Ativo contratual transmissão	4.819.562	4.634.940	10.409.018	10.539.570
Financiamentos, empréstimos e debêntures	931.773	971.555	478.049	475.458
Remuneração de participações societárias	2.067.628	2.286.078	433.152	721.685
Impostos e Contribuições	1.501.777	1.734.020	2.615.492	2.831.413
Imposto de renda e contribuição social	0	0	0	0
Direito de ressarcimento	717.619	865.299	746.133	893.254
Almoxarifado	51.234	50.576	446.282	441.471
Instrumentos financeiros derivativos	0	500.998	45.794	692.660
Outros	787.307	729.718	1.544.842	1.408.919
	30.147.910	36.718.908	52.894.696	59.949.001
Ativos mantidos para venda	1.346.333	1.353.723	4.481.280	4.502.102
	31.494.243	38.072.631	57.375.976	64.451.103
NÃO CIRCULANTE				
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Caixa restrito	1.484.332	1.430.650	3.139.080	3.170.749
Remuneração de participações societárias	181.049	181.049	0	0
Direito de ressarcimento	526.830	692.126	548.215	720.081
Financiamentos, empréstimos e debêntures	1.825.367	1.894.322	166.339	163.140
Clientes	163.028	171.017	591.731	602.411
Títulos e valores mobiliários	429.397	421.933	438.820	433.341
Impostos e Contribuições	2.356.369	2.356.369	2.718.275	2.715.445
Imposto de renda e contribuição social diferido	0	0	5.618.635	5.673.011
Cauções e depósitos vinculados	4.155.885	3.693.298	5.789.174	5.190.344
Ativo contratual transmissão	21.171.511	21.223.812	56.642.081	56.848.086
Instrumentos financeiros derivativos	893.191	1.269.677	1.093.739	1.544.095
Outros	1.934.498	2.000.734	1.697.561	1.645.570
	35.121.457	35.334.987	78.443.650	78.706.273
INVESTIMENTOS				
Avaliados por equivalência patrimonial	112.186.705	112.300.525	31.109.218	30.727.405
Mantidos a valor justo	858.007	839.546	879.695	861.234
Outros Investimentos	19.387	19.387	97.987	97.987
	113.064.099	113.159.458	32.086.900	31.686.626

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
IMOBILIZADO	6.095.970	6.137.175	36.587.602	36.854.056
INTANGÍVEL	20.655.371	20.779.526	77.522.012	78.173.273
	174.936.897	175.411.146	224.640.164	225.420.228
TOTAL DO ATIVO	206.431.140	213.483.777	282.016.140	289.871.331

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/3/2025	31/12/2024	31/3/2025	31/12/2024
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
CIRCULANTE				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	4.918.686	8.329.966	8.726.979	12.809.872
Empréstimo compulsório - Acordos	1.081.121	1.105.534	1.081.121	1.105.534
Empréstimo compulsório	1.309.223	1.326.925	1.309.223	1.326.925
Fornecedores	1.054.103	1.145.660	2.341.803	2.756.329
Impostos e Contribuições	203.295	378.569	980.771	1.146.169
Imposto de renda e contribuição social	0	0	0	0
Contratos onerosos	0	0	119.018	62.711
Remuneração aos acionistas	294.774	2.486.778	315.961	2.490.668
Obrigações com pessoal	416.402	483.779	826.916	1.065.114
Obrigações de ressarcimento	0	0	47.959	55.517
Benefício pós-emprego	920	993	275.373	289.840
Provisões para litígios	1.719.453	1.719.453	1.786.501	1.791.088
Encargos setoriais	97.483	105.352	873.758	820.067
Obrigações da Lei 14.182/2021	843.136	814.819	3.001.765	2.916.199
Devoluções RGR	544.000	492.276	544.000	492.276
Arrendamentos	5.356	8.429	23.068	26.861
Instrumentos financeiros derivativos	1.011.149	824.125	1.406.301	1.175.652
Outros	459.813	458.746	1.260.476	1.105.095
	13.958.914	19.681.404	24.920.993	31.435.917

Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	0	138.176	194.454
	13.958.914	19.681.404	25.059.169	31.630.371

NÃO CIRCULANTE				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	40.248.732	40.926.187	62.162.567	62.810.702
Remuneração aos acionistas	0	0	479	0
Fornecedores	0	0	8.271	7.959
Provisões para litígios	15.305.917	15.658.437	21.360.231	21.583.395
Benefício pós-emprego	416.482	418.586	3.428.100	3.416.381
Obrigações da Lei 14.182/2021	11.280.294	11.111.765	39.638.051	39.105.924
Devoluções RGR	329.980	439.974	329.980	439.974
Contratos onerosos	0	0	536.322	621.725
Obrigações de ressarcimento	0	0	15.286	15.286
Arrendamentos	79.695	79.994	150.971	155.722

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
Concessões a pagar - Uso do bem Público	38.450	38.175	556.561	543.867
Adiantamentos para futuro aumento de capital	112.198	108.938	112.198	108.938
Instrumentos financeiros derivativos	0	2.283	0	2.283
Encargos setoriais	759.907	744.833	985.328	942.348
Impostos e Contribuições	97.503	103.682	325.182	372.488
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.571.735	1.566.835	4.165.336	4.287.021
Outros	737.268	739.459	1.604.426	1.827.171
	70.978.161	71.939.148	135.379.289	136.241.184
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	70.099.826	70.099.826	70.099.826	70.099.826
Gastos com emissão de ações	-108.186	-108.186	-108.186	-108.186
Reservas de capital e Instrumentos Patrimoniais Outorgados	13.910.768	13.910.768	13.910.768	13.910.768
Ações em tesouraria	-2.223.011	-2.223.011	-2.223.011	-2.223.011
Reservas de lucros	43.905.041	43.905.041	43.905.041	43.905.041
Dividendo adicional proposto	1.535.196	1.535.196	1.535.196	1.535.196
Lucros acumulados	-353.039	0	-353.039	0
Outros resultados abrangentes acumulados	-5.272.530	-5.256.409	-5.272.530	-5.256.409
Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	0	0	0	0
Participação de acionistas controladores	121.494.065	121.863.225	121.494.065	121.863.225
Participação de acionistas não controladores	0	0	83.617	136.551
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	121.494.065	121.863.225	121.577.682	121.999.776
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	206.431.140	213.483.777	282.016.140	289.871.331

Tabela 35 - Demonstração de Resultados (R\$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
OPERAÇÕES CONTINUADAS				
Receita operacional líquida	3.822.140	14.662	10.414.179	8.718.271
Custos operacionais	-2.096.971	-32	-5.607.758	-4.499.682
RESULTADO BRUTO	1.725.169	14.630	4.806.421	4.218.589
Despesas operacionais	-366.901	-107.137	-1.150.517	-1.175.912
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	0	0	-951.763	0
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	1.358.268	-92.507	2.704.141	3.042.677
RESULTADO FINANCEIRO	-1.728.586	-814.911	-3.493.978	-2.987.777
Receitas de juros, multas, comissões e taxas	93.514	247.318	36.798	32.234
Receita de aplicações financeiras	619.911	212.567	1.057.136	573.675
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	1.679	0	32.318	46.816
Outras receitas financeiras	25.789	67.282	29.189	73.628
(-) Tributos sobre receitas financeiras	-47.823	-28.173	-82.248	-51.447
Receitas financeiras	693.070	498.994	1.073.193	674.906
Encargos de dívidas	-911.640	-754.978	-1.639.807	-1.624.862
Encargos de obrigações com CDE	-190.279	0	-661.631	-609.710
Encargos de revitalização de bacias hidrográficas	-21.157	0	-78.708	-85.047
Outras despesas financeiras	-46.850	-54.746	-84.124	-150.668
Despesas financeiras	-1.169.926	-809.724	-2.464.270	-2.470.287
Atualizações monetárias – CDE	-210.725	0	-732.725	-493.374
Atualizações monetárias – bacias hidrográficas	-29.347	0	-113.448	-86.773
Atualizações monetárias	-229.615	-330.108	-284.749	-346.776
Variações cambiais	-8.446	896	4.821	-2.444
Variação do valor justo de dívida protegida (hedge) líquida do derivativo	-773.597	-174.969	-966.470	-191.053

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
Varição de instrumento financeiro derivativo não ligado a proteção de dívida	0	0	-10.330	-71.976
Itens financeiros, líquidos	-1.251.730	-504.181	-2.102.901	-1.192.396
	-1.728.586	-814.911	-3.493.978	-2.987.777
	0	0	0	0
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	-370.318	-907.418	-789.837	54.900
Resultado das participações societárias	-69.100	1.235.115	367.832	575.962
Outras receitas e despesas	85.002	354	133.325	4.767
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	-354.416	328.051	-288.680	635.629
Imposto de renda e contribuição social correntes	0	0	-79.344	-513.922
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.377	0	14.407	208.827
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	-353.039	328.051	-353.617	330.534
Parcela atribuída aos controladores	-353.039	328.051	-353.039	328.051
Parcela atribuída aos não controladores	0	0	-578	2.483
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DA OPERAÇÃO DESCONTINUADA	0	0	0	0
Parcela Atribuída aos Controladores	0	0	0	0
Parcela Atribuída aos Não Controladores	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	-353.039	328.051	-353.617	330.534
Parcela Atribuída aos Controladores	-353.039	328.051	-353.039	328.051
Parcela Atribuída aos Não Controladores	0	0	-578	2.483
RESULTADO POR AÇÃO				
Resultado por ação - básico (ON)	-0,16	0,14	-0,16	0,14



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
Resultado por ação - básico (PN)	-0,15	0,14	-0,15	0,14
Resultado por ação - diluído (ON)	-0,15	0,14	-0,15	0,14
Resultado por ação - diluído (PN)	-0,17	0,15	-0,17	0,15

Tabela 36 - Demonstração do Fluxo de Caixa (R\$ Mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Resultado do período antes do imposto de renda e da contribuição social	-354.416	328.051	-288.680	635.629
<u>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</u>				
Depreciação e amortização	218.351	4.377	1.112.231	996.711
Variações cambiais e monetárias líquidas	478.133	329.212	1.126.101	929.367
Encargos financeiros	409.651	295.093	1.286.212	1.713.710
Resultado da equivalência patrimonial	69.100	-1.235.115	-367.832	-575.962
Outras receitas e despesas	-33.001	-354	-81.324	-4.767
Receitas da transmissão	-1.931.428	0	-5.185.619	-4.558.572
Custo de construção - transmissão	304.592	0	745.323	641.806
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	0	0	951.763	0
Provisões (reversões) operacionais	-106.107	-180.627	126.417	195.661
Baixas de imobilizado e intangível	266	0	31.975	0
Resultado da dívida protegida (hedge) e derivativos	773.597	174.969	976.800	263.029
Outras	321.425	2.269	492.940	117.443
	504.579	-610.176	1.214.987	-281.574
<u>(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais</u>				
Clientes	-38.145	-111	598.273	245.656
Direito de ressarcimento	340.287	-42.549	346.298	-23.938
Outros	867.771	-36.976	684.731	-541.798
	1.169.913	-79.636	1.629.302	-320.080
<u>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</u>				
Fornecedores	-91.557	-51.446	-414.214	-1.111.217
Adiantamentos	0	0	0	0
Obrigações com pessoal	-67.377	-3.469	-238.198	-197.579
Encargos setoriais	7.205	0	96.671	69.675
Outros	-233.051	-239.185	-502.831	-321.710
	-384.780	-294.100	-1.058.572	-1.560.831

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
Pagamento de encargos financeiros	-1.487.656	-902.194	-1.913.735	-1.535.742
Recebimento da receita anual permitida - RAP	1.799.108	0	4.570.414	5.101.107
Recebimento de encargos financeiros de controladas	55.217	230.943	0	0
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	284.706	822.193	277.907	144.873
Pagamento de litígios	-492.269	-111.603	-529.389	-243.504
Cauções e depósitos vinculados	-513.829	-175.340	-506.543	-206.260
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-73.007	-25.874	-238.827	-322.543
Pagamento de previdência complementar	-6.136	-5.452	-17.511	-124.997
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais das operações descontinuadas	0	0	0	0
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades operacionais	501.430	-823.188	3.139.353	1.286.078
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Empréstimos e financiamentos obtidos e debêntures obtidas	0	0	500.298	524.896
Pagamento de empréstimos e financiamentos e debêntures - principal	-3.424.067	-892.198	-4.956.916	-1.150.846
Pagamento de remuneração aos acionistas	-2.192.004	-424	-2.192.004	-424
Pagamento aos acionistas dissidentes - incorporação de ações	0	0	0	0
Recompra de ações	0	0	0	0
Pagamento de obrigações com CDE e revitalização de bacias - principal	-254.663	0	-887.917	-846.890
Pagamento de arrendamentos - principal	0	-4.851	-6.063	-16.088
Caixa Restrito	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	-5.870.734	-897.473	-7.542.602	-1.489.352
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	0	-5.113	0	-5.113
Recebimento de empréstimos e financiamentos	112.116	436.887	1.239	304.308
Recebimento de encargos financeiros	151	60.036	151	53.935
Aquisição de ativo imobilizado	-37.878	-2	-226.396	-661.972
Aquisição de ativo intangível	-15.377	-7.566	-37.177	-58.634
Caixa restrito	-56.451	0	-266.822	-639.129
Resgates / (aplicações) financeiras (TVM)	2.095.006	1.029.792	1.601.108	205.458
Recebimento de encargos (TVM)	163.993	56.386	195.946	91.616
Aquisição de debêntures	0	0	0	0
Infraestrutura da transmissão - ativo contratual	-304.592	0	-745.323	-642.555
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-37.222	0	-37.222	0
Alienação de investimentos em participações societárias	9.051	0	9.051	0
Caixa líquido na incorporação de controladas	0	0	0	0
Caixa líquido na aquisição de controle de investidas	0	0	0	0
Outros	0	0	8	1.208
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento das operações descontinuadas	0	0	0	0
Caixa líquido proveniente das (usado nas) atividades de investimento	1.928.797	1.570.420	494.563	-1.350.878
Acréscimo no caixa e equivalentes de caixa	-3.440.507	-150.241	-3.908.686	-1.554.152

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	5.698.457	4.927.871	13.046.371	10.739.126
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	2.257.950	4.777.630	9.137.685	9.184.974
	-3.440.507	-150.241	-3.908.686	-1.554.152

11.2. Anexo 2 - Nota sobre venda das Térmicas

No dia 10 de junho de 2024, a Eletrobras assinou um contrato com a Âmbor Energia/Grupo J&F para vender seu portfólio termoelétrico por R\$ 4,7 bilhões, incluindo R\$ 1,2 bilhão em *earn-out*. A J&F também assumiu imediatamente e integralmente o risco de crédito dos contratos de energia desse portfólio.

Em 12 de junho de 2024, foi publicada a Medida Provisória nº 1.232, que altera as regras dos sistemas isolados. O texto permite que, se a ANEEL reconhecer a perda das condições de serviço, um plano de transferência societário poderá ser aprovado como alternativa à extinção da concessão. A MP também muda as regras dos contratos de compra e venda de energia (CCVEEs) reembolsáveis pela Conta Consumo de Combustível (CCC).

Como consequência, a Eletronorte firmou Contratos de Energia de Reserva (CERs) com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), vinculados às certas usinas da Companhia¹. Além disso, foram assinados com a Amazonas Distribuidora de Energia S/A os Distratos dos CCVEEs dessas usinas e o Termo de Desistência e Renúncia a direitos contra a União sobre compras de energia antes da troca dos contratos por CERs.

Os documentos foram aprovados sub judice conforme o Despacho ANEEL nº 3.025, de 7 de outubro de 2024. A Eletrobras já vem recebendo os pagamentos dos novos CERs diretamente da CCEE, incluindo os recebimentos retroativos até o dia 13 de Junho de 2024, data de início de suprimento da energia prevista nos CERs. Ainda, em 14 de maio de 2025, foi concluído o fechamento parcial da venda das térmicas para o grupo J&F, que inclui os ativos termoelétricos da Eletronorte, contrapartes dos novos CERs. O fechamento da venda da UTE Santa Cruz (500MW), último ativo remanescente do portfólio alienado, aguarda a conclusão das respectivas aprovações regulatórias.

11.3. Anexo 3 - Nota sobre a Incorporação de Furnas

Nas tabelas contendo informações sobre as principais subsidiárias operacionais do Grupo Eletrobras, os comentários sobre o resultado referentes à “holding Eletrobras” consideram, a partir do 3T24:

- os ativos de Furnas recém incorporados;
- as entidades geradoras Baguari Energia, Retiro Baixo Energética, Brasil Ventos e Madeira Energia (MESA); e
- as entidades transmissoras Triângulo Mineiro Transmissora, Vale do São Bartolomeu Transmissora e Nova Era Janapú.

Estas sete entidades antes eram consolidadas em Furnas.

Para as comparações entre o 1T25 e o 1T24, considerou-se para o 1T24, por simplificação, a soma da *holding* Eletrobras e Furnas consolidada, incluindo as 7 SPEs, visto que as eliminações são irrelevantes tanto no resultado operacional (receita e EBITDA) como no resultado financeiro.

¹ Aparecida, Jaraquí, Tambaqui, Cristiano Rocha, Manauara e Ponta Negra.

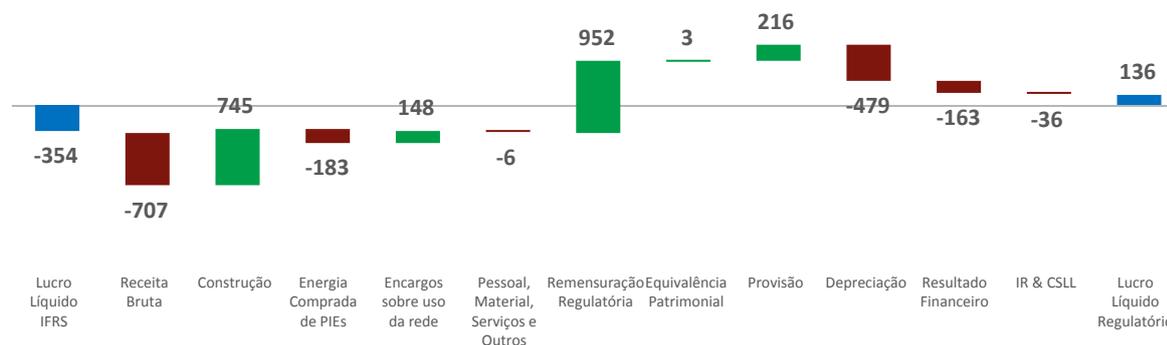
11.4. Anexo 4 - DRE Regulatória vs. IFRS

Considerando a DRE regulatória frente ao societário, as diferenças de tratamento contábil em ambos os regimes geraram um efeito positivo de R\$ 1.167 milhões no EBITDA e R\$ 489 milhões no lucro líquido.

Gráfico 10 - EBITDA Regulatório x IFRS (R\$ mm)



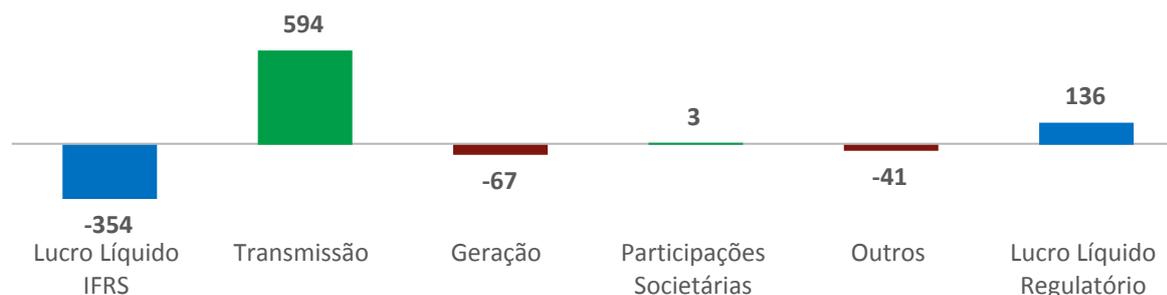
Gráfico 11 - Lucro Líquido Regulatório x IFRS (R\$ mm)



A diferença entre o lucro líquido regulatório e IFRS pode também ser analisada reorganizando-se as linhas da DRE. É possível agrupá-las de acordo com a natureza operacional dos eventos. Esse exercício consiste em segmentá-las entre (a) transmissão, (b) geração, (c) participações societárias e (d) outros, que inclui provisões, resultado financeiro e impostos.

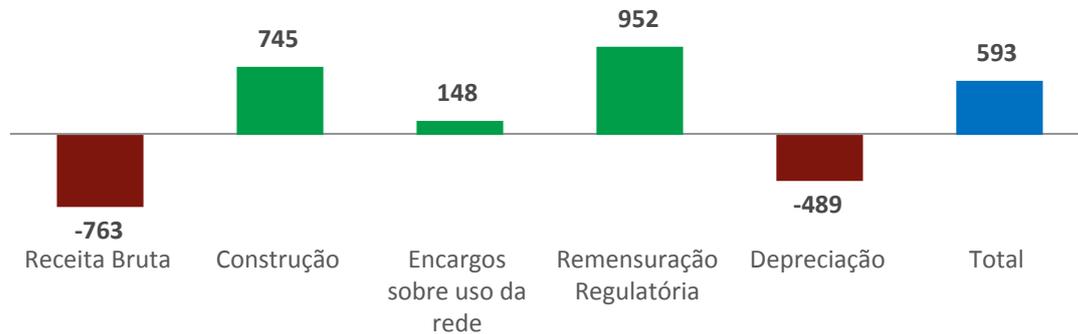
Como resultado, toda a diferença no lucro líquido regulatório X IFRS passa a ser essencialmente explicada pelo tratamento contábil particular aplicado à transmissão em cada uma das visões, e que gera um efeito positivo em R\$ 594 milhões no lucro líquido regulatório considerando as operações deste segmento em empresas consolidadas.

Gráfico 12 - Lucro Líquido Regulatório x IFRS por Segmento (R\$ mm)



Transmissão: efeito positivo de R\$ 594 milhões

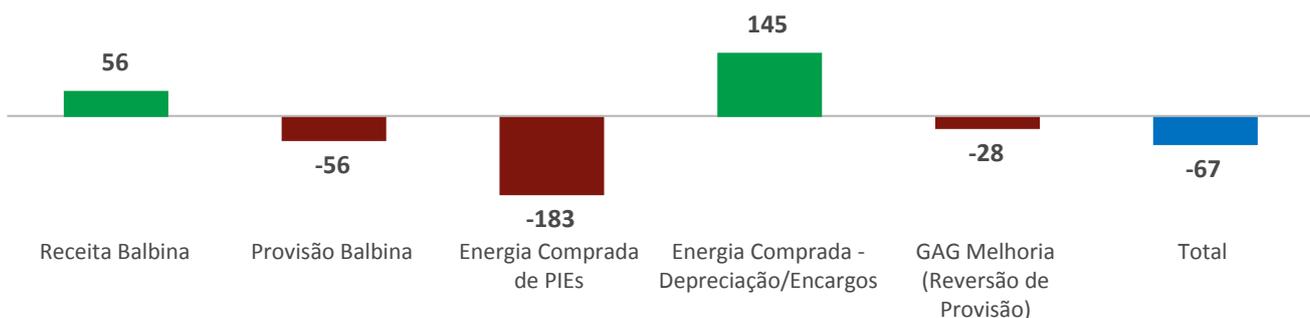
Gráfico 13 - Efeitos de Transmissão (R\$ mm)



- R\$ 763 milhões na receita bruta, incluindo dois efeitos:
 - no regulatório, a receita é reconhecida pelo regime de caixa, a partir do faturamento das concessionárias de transmissão, enquanto no societário a receita considera o valor do ativo contratual, que é um efeito não-caixa;
 - a diferença na forma como o valor de encargo de uso de rede pago pelas geradoras da Eletrobras às transmissoras do próprio grupo é eliminado da receita de transmissão, acompanhando o regime caixa no regulatório. Já no societário, considera-se uma das parcelas não-caixa da receita de transmissão: a receita de operação e manutenção.
- R\$ 745 milhões, referente ao custo de construção, reconhecido apenas na visão societária;
- R\$ 148 milhões, como contrapartida da eliminação na receita de transmissão citada no item (b) acima, registrado no custo com encargo de uso de rede da geração, no mesmo montante, mas com sinal invertido;
- R\$ 952 milhões, em remensuração regulatória, referentes à reversão de parte do valor reconhecido em 2024 após os processos de Revisão Tarifária dos contratos de concessão na Chesf;
- R\$ 489 milhões, referente à maior depreciação no regulatório, refletindo a depreciação de linhas de transmissão e subestações, enquanto no societário esse efeito não ocorre sobre o ativo contratual.

Geração: efeito negativo de R\$ 67 milhões

Gráfico 14 - Efeitos de Geração (R\$ mm)



- No 1T25, a diferença positiva de R\$ 56 milhões na receita é explicada pela inadimplência em parte da energia vendida pela UHE Balbina, sendo compensada por provisão de igual valor no regulatório. No regulatório, o faturamento é reconhecido na receita e inteiramente provisionado, enquanto no societário, não é reconhecido.
- Energia comprada de Produtores Independentes (PIEs): no regulatório, é reconhecida uma despesa com energia comprada para revenda no valor de R\$ 183 milhões, enquanto no societário, o contrato de compra é tratado como arrendamento, e assim, é reconhecido apenas a depreciação do ativo de direito de uso e a despesa com encargos do passivo de arrendamento no resultado financeiro, nos valores de R\$ 11 milhões e R\$ 134 milhões, respectivamente. O efeito líquido total é negativo em R\$ 38 milhões no regulatório.
- GAG Melhoria: no societário, essa obrigação é revertida na linha de provisão, respeitando a curva de descotização das usinas, no valor de R\$ 28 milhões. No regulatório, não é reconhecido.

Equivalência Patrimonial: efeito positivo de R\$ 3 milhões

- Reflexo, principalmente, do resultado de participações no segmento de transmissão.

Outras Linhas: efeito negativo de -R\$ 41 milhões

- Diferenças no reconhecimento em diversas linhas de provisão, resultado financeiro e imposto.

11.5. Anexo 5 - EBITDA IFRS

Tabela 37 - EBITDA IFRS Ajustado (R\$ Mil)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Resultado do Exercício	-354	331	-207,0	1.112	-131,8
+ Resultado da Operação Descontinuada	0	0	0,0	0	0,0
Resultado do Exercício, operação Continuada	-354	331	-207,0	1.112	-131,8
+ Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	65	305	-78,7	-48	-235,4
+ Resultado Financeiro	3.494	2.988	16,9	2.930	19,2
+ Amortização e Depreciação	1.112	997	11,6	1.033	7,7
EBITDA	4.318	4.620	-6,5	5.027	-14,1
Ajustes Receitas	0	0	0,0	0	0,0
Ajustes Custos e Despesas	191	33	484,7	292	-34,5
Ajustes Provisões	41	-118	-134,4	-552	-107,4
Ajustes Outras Receitas e Despesas	-133	-5	2.696,8	-95	40,1
EBITDA IFRS Ajustado	4.416	4.530	-2,5	4.672	-5,5

11.6. Anexo 6 - Receita Societária de Geração

A tabela a seguir mostra a abertura de Receita de Geração Societária em linha com as demonstrações contábeis. A receita com suprimento é obtida com clientes que não sejam consumidores finais, como por exemplo distribuidores, comercializadores e geradores - contratos no ACR e ACL. Já a receita com fornecimento é obtida diretamente com consumidores finais, como por exemplo indústria e comércio, apenas contratos no ACL.

Tabela 38 - Receita Bruta 1T25 (R\$ mm)

	1T25						
	Eletrobras Holding	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Suprimento	3.128	402	1.864	206	5.599	-257	5.342
Fornecimento	332	50	79	33	494	0	494
CCEE	85	80	425	22	612	0	612
Receita de operação e manutenção	178	336	4	0	519	0	519
Receitas de Geração	3.724	868	2.372	261	7.225	-257	6.967
<i>Itens não recorrentes – Ajustes</i>	0	0	0	0	0	0	0
Receita Geração Ajustada	3.724	868	2.372	261	7.225	-257	6.967

Tabela 39 - Receita Bruta 1T24 (R\$ mm)

	1T24						
	Eletrobras + Furnas e Outros	Chesf	Eletronorte	CGT Eletrosul	Total	Eliminação	Consolidado IFRS
Suprimento	1.872	116	1.505	191	3.684	-1	3.683
Fornecimento	310	77	365	9	761	0	761
CCEE	188	228	284	2	701	0	701
Receita de operação e manutenção	263	518	7	0	787	0	787
Receitas de Geração	2.633	938	2.161	202	5.934	-1	5.933
<i>Itens não recorrentes – Ajustes</i>	0	0	0	0	0	0	0
Receita Geração Ajustada	2.633	938	2.161	202	5.934	-1	5.933

11.7. Anexo 7 - Receita Societária de Transmissão

A receita societária de transmissão foi de R\$ 5.186 milhões no 1T25, aumento de 14% em relação ao 1T24, com destaque para os aumentos de R\$ 350 milhões na receita Contratual, R\$ 160 milhões na receita de Construção, e R\$ 117 milhões na receita de O&M. A receita de O&M está associada à operação e manutenção dos ativos em operação; a de construção, aos investimentos realizados (apropriados e alocados) nos projetos em andamento; e a contratual (financeira), à aplicação dos índices inflacionários aos saldos dos ativos de contrato de cada concessão.

Tabela 40 - Receita Operacional de Transmissão (R\$ mm)

	1T25	1T24	%	4T24	%
Receitas de Transmissão	5.186	4.559	14	5.773	-10
Receita de operação e manutenção	2.016	1.899	6	1.863	8
Receita de Construção	746	586	27	1.811	-59
Receita Contratual – Transmissão	2.424	2.074	17	2.099	15
<i>Itens não recorrentes – Ajustes</i>	0	0	0	0	0
Receita Operacional de Transmissão Ajustada	5.186	4.559	14	5.773	-10

11.8. Anexo 8 - Receita Regulatória de Transmissão - Parcela de Ajuste (PA)

A Parcela de Ajuste (PA) do ciclo tarifário atual é o mecanismo utilizado pelo regulador, previsto em contrato, para compensar o déficit ou superávit de receita ocorrido no ciclo tarifário anterior, ou seja, corresponde ao ajuste entre os valores recebidos e os permitidos no ciclo tarifário anterior, compensado em 12 parcelas mensais iguais no ciclo atual. Pode ser positivo ou negativo, conforme tenha sido o saldo de cada agente.

A tabela a seguir apresenta a abertura da PA definida pela ANEEL para o ciclo 2024/2025 na Resolução Homologatória 3.348/2024, no âmbito do Reajuste Anual da RAP do ciclo 2024/2025. Adicionalmente, são apresentadas para os ciclos tarifários seguintes (2025/2026 a 2027/2028) as PAs Revisão estabelecidas pela ANEEL no âmbito dos processos de revisão periódica da RAP dos contratos de concessão renovados e licitados já homologadas pela ANEEL até o ciclo 2024/2025.

Tabela 41 - Parcela de Ajuste (PA) - Resolução Homologatória 3.348/2024 (R\$ mm)

Contratos de Concessão Prorrogados por meio da Lei 12.783/2012 Data base jun/24	PA Ciclo 24/25	PA Ciclo 25/26	PA Ciclo 26/27	PA Ciclo 27/28	TOTAL
PA Revisão Periódica da RAP - 2023 (I) (1)	-811	480	480	480	628
PA Postergação RTP 2023 (2)	-1.316				-1.316
RBSE - Componente Econômico	-1.655				-1.655
RBSE - O&M - PRT 579/2012	18				18
Reforços e Melhorias com RAP Prévia	-176				-176
Reforços e Melhorias sem RAP Prévia (3)	496				496
PA Retroatividade da Receita Revisada de Reforços e Melhorias (4)	349	349	349	349	1.395
Reforços e Melhorias com RAP Prévia	50	50	50	50	201
Reforços e Melhorias sem RAP Prévia	299	299	299	299	1.194
PA Outros Ajustes - RTP 2023 (5)	26				26
PA Anuidade Melhorias (6)	131	131	131	131	524
PA Reajuste Anual da RAP ciclo 2024/2025 (II)	-627	0	0	0	-627
PA Apuração (7)	-623				-623
PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP (8)	5				5
PA Outros Ajustes	-9				-9
PA TOTAL - Contratos de Concessão Prorrogados (I + II)	-1.438	480	480	480	1
Contratos de Concessão Licitados					
PA Revisão Periódica da RAP (III) (9)	19	15	10	6	49
PA Reajuste Anual da RAP ciclo 2024/2025 (IV)	-110	0	0	0	-110
PA Apuração (7)	-112				-112
PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP prévia (8)	2				2
PA Outros Ajustes	0				0
PA TOTAL - Contratos de Concessão Licitados (III + IV)	-91	15	10	6	-61

(1) Parcela de Ajuste estabelecida na Resolução Homologatória 3.344/2024, que define o resultado da Revisão Periódica da RAP dos Contratos de Concessão 057/2001, 058/2001, 061/2001 e 062/2001 prorrogados por meio da Lei 12.783/2013, resultado da Consulta Pública (CP) ANEEL 12/2024.

(2) PA Postergação: relativa às diferenças financeiras decorrentes da postergação da revisão periódica da RAP dos contratos de concessão prorrogados de 01/07/2023 para 01/07/2024, conforme Despacho nº 402/2023. PA a ser compensada em parcela única.

(3) Inclui anuidades (adiantamentos financeiros) para execução de Melhorias de Pequeno Porte referente ao ciclo 2023-2024.

(4) PA Retroatividade: relativa à retroatividade das parcelas adicionais de RAP dos reforços e melhorias que estão passando pela primeira revisão periódica (base incremental), no período compreendido entre a sua data de entrada em operação comercial até 30.06.2023, conforme previsto no Submódulo 9.7 dos PRORET, já



descontadas das anuidades para adiantamento de parte dos valores de receita associados à execução das melhorias de pequeno porte sem receita previa. PA a ser compensada em parcelas iguais até a revisão subsequente em julho/2028.

(5) PA Outros Ajustes - RTP 2023: refere-se aos demais ajustes conforme Notas Técnicas nº 58/2024 e nº 103/2024-STR/ANEEL, que subsidiaram a CP 12/2024. PA a ser compensada em parcela única.

(6) PA Anuidade Melhorias: Financeiro anual para execução de melhorias de pequeno porte a ser considerado a partir do ciclo 2024-2025 até o ciclo 2027-2028

(7) PA Apuração: compensa as diferenças oriundas do déficit ou superávit de arrecadação que ocorre na contabilização realizada pelo ONS.

(8) PA Autorizações de Reforços de Pequeno Porte sem RAP: considera a parcela da RAP relativa ao período que abrange a data da entrada em operação comercial da obra conforme Termo de Liberação emitido pelo ONS, até 30 junho do ano i (junho do ciclo i-1), para os casos de reforços de pequeno porte autorizados com RAP estabelecida no âmbito do Reajuste Anual da RAP.

(9) Considera apenas a PA da Revisão homologada pela ANEEL para os contratos de concessão Licitados que passaram por revisão até o ano de 2024.

11.9. Anexo 9 - RTP da RAP dos contratos licitados revisados em 2024

O resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Receita Anual Permitida (RAP) dos Contratos de Concessão de Transmissão Licitados, que passaram por revisão em 2024, foi estabelecido por meio da Resolução Homologatória nº 3.343/2024, publicada em 11.07.2024.

Em 04/04/2025, a ANEEL publicou o Despacho nº 920/2025, por meio do qual decidiu conhecer os Recursos Administrativos interpostos em face da Resolução Homologatória nº 3.343/2024 e dar provimento parcial, aprovando as alterações no resultado da Revisão Periódica da RAP dos contratos de concessão de transmissão licitados, com data de revisão em julho de 2024, cujos efeitos serão refletidos de forma efetiva ao longo do ciclo 2025-2026.

Após análise dos pedidos de reconsideração, a Agência identificou erros materiais e a necessidade de realizar alterações de ofício.

Como resultado dos ajustes realizados pelo regulador introduzidos pelo Despacho nº 920/2025, verificou-se uma redução de 0,01% no valor total de RAP mais a Parcela de Ajuste homologadas pela ReH 3.343/2024, conforme apresentado nas tabelas a seguir:

Tabela 42 - Valores de RAP Revisada e PA, dos Reforços e Melhorias, após análise dos Recursos em face da ReH 3.343/2024 (R\$) - Despacho 920/2025

Concessionária	Contrato	RAP Bruta Revisada ReH 3.343/2024 (R\$)	PA Total ReH 3.343/2024 (R\$)	RAP Bruta Revisada Pós-Recursos (R\$)	PA Total Pós-Recursos (R\$)	Diferença Total RAP + PA (R\$)	Varição Total RAP + PA (%)
Eletronorte	002/2009	8.792.926	-1.102.937	8.793.245	-1.101.240	2.017	0,03
Eletrobras Holding	034/2001	11.335.375	-563.270	11.335.375	-563.270	0	0,00
Eletronorte	010/2009	1.539.965	-77.310	1.539.965	-77.310	0	0,00
Eletronorte	001/2009	18.283.185	3.752.485	18.283.185	3.752.485	0	0,00
CGT Eletrosul	005/2006	9.932	-79.037	9.932	-79.037	0	0,00
CGT Eletrosul	004/2004	12.829	-102.175	12.829	-102.175	0	0,00
Eletrobras Holding	007/2006	199.922	0	199.922	0	0	0,00
Eletrobras Holding	006/2005	95.794	0	95.794	0	0	0,00
CGT Eletrosul	005/2009	602.382	-54.093	602.382	-54.093	0	0,00
Chesf	014/2008	5.111.100	9.580.658	5.111.043	9.580.371	-345	0,00
Chesf	007/2005	18.921.919	0	18.919.946	0	-1.974	-0,01
Chesf	006/2009	13.572.707	9.713.704	13.564.141	9.707.936	-14.334	-0,06
Total		78.478.036	21.068.025,6	78.467.759	21.063.667	-14.635,59	-0,01

11.10. Anexo 10 - 2ª RTP da RAP dos contratos prorrogados pela Lei 12.783/2013

A segunda Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Receita Anual Permitida (RAP) dos contratos de concessão de transmissão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, originalmente prevista para ocorrer em 2023, com data de revisão em 01/07/2023, foi postergada para 01/07/2024, conforme Despacho nº 402/2023. O resultado da referida revisão foi publicado em 12/07/2024, por meio da Resolução Homologatória nº 3.344.

Em 24/04/2025, a ANEEL publicou o Despacho nº 1.228, por meio do qual decidiu conhecer os Recursos Administrativos interpostos em face da Resolução Homologatória nº 3.344/2024 e dar provimento parcial, aprovando as alterações no resultado da Revisão Periódica da RAP dos contratos de concessão de transmissão prorrogados. Os efeitos dessas alterações serão refletidos de forma efetiva ao longo do ciclo 2025-2026 da RAP.

Além da análise dos pedidos de reconsideração, a Agência promoveu nova análise dos cálculos da Revisão Tarifária e identificou a necessidade de realizar alterações de ofício.

Destaca-se que, embora parte dos pleitos da Companhia tenha sido reconhecida, resultando em impactos positivos na receita, o resultado final da revisão refletiu uma redução da receita e da PA, decorrente de alterações de ofício, motivadas por erros materiais. As principais variações ocorreram no Componente Econômico da RBSE, cuja receita foi reduzida em aproximadamente R\$ 192 milhões, com impacto equivalente na PA.

Como resultado dos ajustes realizados pelo regulador introduzidos pelo Despacho nº 1.228/2025, verificou-se uma redução de 2,5% na RAP e de 23,2% na Parcela de Ajuste homologadas pela ReH nº 3.444/2024, conforme apresentado nas tabelas a seguir:

Tabela 43 - Comparativo do impacto das alterações na RAP homologada pela REA nº 3.444, de 2024

Concessionária	Contrato	RAP ReH 3.344/2024 (R\$)	RAP Pós-Recursos (R\$)	Diferença (R\$)	Variação (%)
Chesf	061/2001	2.526.404.066	2.327.142.640	-199.261.426	7,89
Eletronorte	058/2001	1.256.255.532	1.258.880.988	2.625.456	-0,21
CGT Eletrosul	057/2001	644.308.102	644.228.851	-79.251	0,01
Eletrobras Holding	062/2001	3.138.941.152	3.144.894.572	5.953.420	-0,19
Total		7.565.908.852	7.375.147.051,0	-190.761.801	2,5

Tabela 44 - Comparativo do impacto das alterações na PA(1) homologada pela REA nº 3.444, de 2024

Concessionária	Contrato	PA ReH 3.344/2024 (R\$)	PA Pós-Recursos (R\$)	Diferença (R\$)	Variação (%)
Chesf	061/2001	-25.982.471	-233.708.440	-207.725.968	-799,49
Eletronorte	058/2001	-140.459.432	-125.808.293	14.651.139	10,43
CGT Eletrosul	057/2001	-52.840.680	-52.204.298	636.382	1,20
Eletrobras Holding	062/2001	-560.883.365	-549.550.362	11.333.003	2,02
Total		-780.165.949	-961.271.393,5	-181.105.445	-23,2

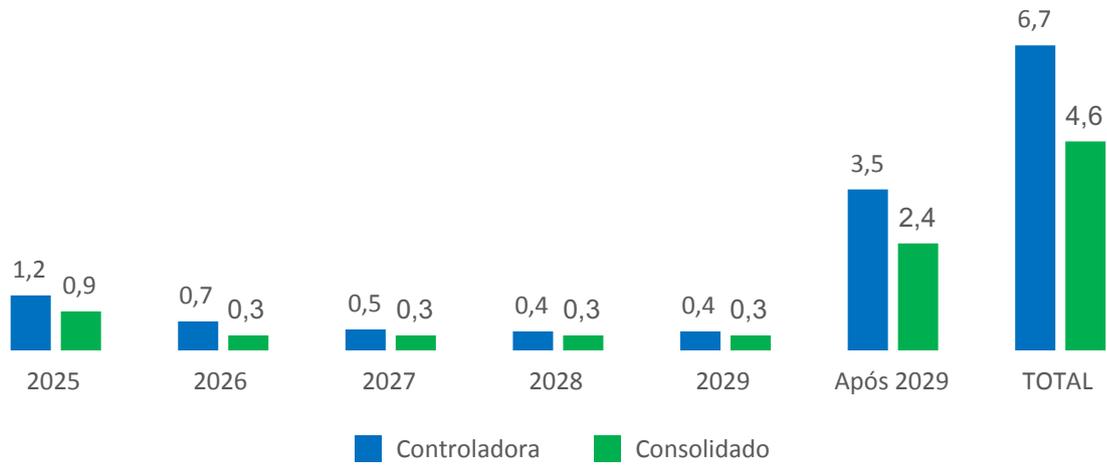
O resultado consolidado em função dos ajustes estabelecidos no Despacho 1.228/2025 é apresentado na tabela a seguir.

Tabela 45 - Consolidação das alterações na receita homologada pela REA nº 3.444, de 2024

Concessionária	Contrato	RAP + PA ReH 3.344/2024 (R\$)	RAP + PA PA Pós-Recursos (R\$)	Diferença Total (R\$)	Variação Total (%)
Chesf	061/2001	2.500.421.595	2.093.434.200	-406.987.394	-16,28
Eletronorte	058/2001	1.115.796.100	1.133.072.695	17.276.595	1,55
CGT Eletrosul	057/2001	591.467.422	592.024.553	557.131	0,09
Eletrobras Holding	062/2001	2.578.057.787	2.595.344.210	17.286.423	0,67
Total		6.785.742.903	6.413.875.657,5	-371.867.246	-5,48

11.11. Anexo 11 - Financiamentos e empréstimos concedidos (Recebíveis)

Gráfico 15 - Recebíveis (R\$ bilhões)



Não inclui PECLD de R\$ 3.989 milhões e encargo circulante.

11.12. Anexo 12 - Conciliação Resultado Regulatório x IFRS

Tabela 46 - Conciliação IFRS X Regulatória (R\$ Mil)

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
	31/03/2025			31/03/2024		
RECEITAS OPERACIONAIS						
Geração						
Suprimento	5.342.035	5.398.202	-56.167	3.683.460	4.115.207	-431.747
Fornecimento	494.335	494.335	0	761.385	761.385	0
CCEE	611.792	611.792	0	701.165	701.165	0
Receita de operação e manutenção	519.093	519.093	0	787.242	787.242	0
Receita de construção de Usinas	0	0	0	0	0	0
Atualizações da taxa de retorno - Geração	0	0	0	0	0	0
Repasse Itaipu	0	0	0	0	0	0
Transmissão						
Receita de operação e manutenção - Linhas Renovadas	0	0	0	0	0	0
Receita de operação e manutenção	2.015.823	1.868.171	147.652	1.898.661	1.898.661	0
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	0	0	0	0	0	0
Receita de construção	746.008	0	746.008	585.683	0	585.683
Receita contratual - Transmissão	2.423.788	0	2.423.788	2.074.228	0	2.074.228
Disponibilidade Do Sistema De Transmissão (Rap)	0	2.554.771	-2.554.771	0	3.211.041	-3.211.041
Outras receitas	68.749	68.749	0	79.370	78.444	926
Deduções						
(-) Encargos setoriais	-652.535	-652.535	0	-648.914	-648.914	0
(-) ICMS	-64.024	-64.024	0	-236.462	-236.462	0
(-) PASEP e COFINS	-1.090.177	-1.090.177	0	-966.503	-966.503	0
(-) Outras Deduções	-708	-708	0	-1.044	-1.044	0
Receita operacional líquida	10.414.179	9.707.669	706.510	8.718.271	9.700.222	-981.951
CUSTOS OPERACIONAIS						
Pessoal, Material e Serviços	-651.822	-651.822	0	-666.689	-666.491	-198

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
31/03/2025				31/03/2024		
Energia comprada para revenda	-1.560.041	-1.743.372	183.331	-737.337	-912.873	175.536
Encargos sobre uso da rede elétrica	-996.440	-848.788	-147.652	-971.645	-971.645	0
Combustível para produção de energia elétrica	-559.757	-559.757	0	-505.536	-505.536	0
Construção	-745.323	0	-745.323	-641.806	0	-641.806
Depreciação	-461.064	-938.419	477.355	-446.749	-917.786	471.037
Amortização	-566.096	-568.086	1.990	-490.085	-501.932	11.847
Provisões operacionais	0	0	0	0	0	0
Outros Custos	-67.215	-64.377	-2.838	-39.835	-39.890	55
Custos operacionais	-5.607.758	-5.374.621	-233.137	-4.499.682	-4.516.153	16.471
RESULTADO BRUTO	4.806.421	4.333.048	473.373	4.218.589	5.184.069	-965.480
DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal, Material e Serviços	-693.227	-696.923	3.696	-762.970	-772.843	9.873
Programa de Demissão Voluntária	-96.402	-96.402	0	-32.736	-32.736	0
Remuneração e ressarcimento	0	0	0	0	0	0
Depreciação	-54.090	-54.050	-40	-50.702	-49.514	-1.188
Amortização	-30.981	-30.981	0	-9.175	-9.175	0
Doações e contribuições	-17.487	-17.487	0	-52.523	-52.523	0
Provisões/Reversões operacionais	-126.417	89.213	-215.630	-195.661	-425.524	229.863
Outras despesas	-131.913	-137.398	5.485	-72.145	-74.818	2.673
Despesas operacionais	-1.150.517	-944.028	-206.489	-1.175.912	-1.417.133	241.221
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	-951.763	0	-951.763	0	0	0
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	2.704.141	3.389.020	-684.879	3.042.677	3.766.936	-724.259
RESULTADO FINANCEIRO	-3.493.978	-3.656.488	162.510	-2.987.777	-3.076.886	89.109
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	-789.837	-267.468	-522.369	54.900	690.050	-635.150
Resultado das participações societárias	367.832	371.066	-3.234	575.962	446.085	129.877

	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças	Resultado CVM - Societário	Resultado Regulatório	Diferenças
31/03/2025				31/03/2024		
Outras receitas e despesas	133.325	133.324	1	4.767	4.767	0
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	-288.680	236.922	-525.602	635.629	1.140.902	-505.273
Imposto de renda e contribuição social correntes	-79.344	-79.344	0	-513.922	-513.922	0
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14.407	-21.965	36.372	208.827	143.722	65.105
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	-353.617	135.613	-489.230	330.534	770.702	-440.168
			0			0
Parcela atribuída aos controladores	-353.039	136.192	-489.231	328.051	768.247	-440.196
Parcela atribuída aos não controladores	-578	-579	1	2.483	2.455	28
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DA OPERAÇÃO DESCONTINUADA	0	0	0	0	0	0
Parcela Atribuída aos Controladores	0	0	0	0	986.785	-986.785
Parcela Atribuída aos Não Controladores	0	0	0	0	0	0
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	-353.617	135.613	-489.230	330.534	770.702	-440.168
Parcela Atribuída aos Controladores	-353.039	136.192	-489.231	328.051	768.247	-440.196
Parcela Atribuída aos Não Controladores	-578	-579	1	2.483	2.455	28



Relações com Investidores

ri@eletrobras.com

www.eletrobras.com



ISE B3

ICO2 B3



IDIVERSA B3